ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 13 августа 2018 г. № 937

МОСКВА

Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации

В соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" Правительство Российской Федерации **п о с т а н о в л я е т :**

1. Утвердить прилагаемые:

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем;

изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации.

2. Министерству энергетики Российской Федерации:

а) в 3-месячный срок привести в соответствие с настоящим постановлением правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики;

б) в 6-месячный срок разработать и утвердить:

методические указания по устойчивости энергосистем;

правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики;

правила переключений в электроустановках;

методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима;

gost.e-ecolog.ru

требования к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года;

правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования;

требования по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи;

требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты;

правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики;

правила технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики;

требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики;

требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики;

требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов;

требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию;

правила перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условия работы в вынужденном режиме;

в) в 12-месячный срок разработать и утвердить:

требования к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики;

правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме;

методические указания по проектированию развития энергосистем;

методические указания по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 - 750 кВ;

методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ;

методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;

методические указания по технологическому проектированию тепловых электростанций;

правила проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации;

требования к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления;

правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики;

г) в 18-месячный срок разработать и утвердить:

правила организации и проведения системных испытаний в сфере электроэнергетики;

правила взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания;

правила ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы;

требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы;

правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

3. Министерству энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору в 12-месячный срок разработать и утвердить:

правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии;

правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

4. Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.



Председатель Правительства
Российской Федерации Д.Медведев

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 13 августа 2018 г. № 937

ПРАВИЛА
технологического функционирования электроэнергетических систем

I. Общие положения

1. Настоящие Правила устанавливают:

порядок технологического функционирования Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;

порядок и условия обеспечения параллельной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в составе электроэнергетической системы (далее - энергосистема), общие требования к планированию развития энергосистемы, планированию и управлению режимами работы энергосистем, организации и осуществлению оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - оперативно-диспетчерское управление) и оперативно-технологического управления;

общие условия взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в целях обеспечения надежности и устойчивости энергосистемы, качественного и надежного снабжения потребителей электрической энергией;

общие системные требования к релейной защите и автоматике, линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей, электроустановкам потребителей электрической энергии как элементам энергосистемы, организации и осуществлению их эксплуатации, выполнение которых необходимо для обеспечения технологической совместимости указанных элементов энергосистемы, обеспечения надежности и устойчивости энергосистемы, обеспечения

возможности надежной и безопасной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в ее составе.

2. Настоящие Правила распространяются на:

субъекты электроэнергетики и потребителей электрической энергии, которые владеют на праве собственности или ином законном основании входящими в состав энергосистемы объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 35 киловольт и выше (для объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, - независимо от класса напряжения таких объектов) и (или) объектами по производству электрической энергии (далее - владельцы объектов электроэнергетики);

потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых подключены под действие противоаварийной автоматики и (или) включены в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и мощности, и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими установками максимальной мощностью 5 мегаватт или более, изменение нагрузки энергопринимающих установок которых отнесено к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления (далее - потребители, участвующие в противоаварийном управлении);

системного оператора и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах;

гарантирующих поставщиков, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, организации, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности);

проектные организации.

Положения настоящих Правил распространяются также на субъекты электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании входящими в состав энергосистемы объектами электроэнергетики независимо от их класса напряжения, в том числе объектами электросетевого хозяйства классом напряжения ниже 35 киловольт, а также на иных потребителей электрической энергии, не указанных в абзаце третьем настоящего пункта, в случаях, установленных настоящими Правилами.

3. Понятия, используемые в настоящих Правилах, означают следующее:

"аварийно допустимая токовая нагрузка" - наибольшее значение токовой нагрузки линии электропередачи, электросетевого или генерирующего оборудования для определенных температурных условий и значений иных влияющих факторов, превышающее длительно допустимые значения с учетом разрешенной продолжительности превышения;

"аварийно допустимый переток активной мощности" - наибольшее значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме;

"административно-технический персонал" - работники (руководящие работники и специалисты), на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках;

"алгоритм функционирования устройства релейной защиты и автоматики" - логический порядок взаимодействия функций (блокировок) в устройстве релейной защиты и автоматики, определяющий принцип его действия;

"алгоритм функционирования комплекса релейной защиты и автоматики" - логический порядок взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики, входящих в этот комплекс, позволяющий выполнять задачи, на него возложенные;

"асинхронный режим" - аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы;

"баланс мощности энергосистемы" - система показателей, характеризующая соотношение между потреблением и генерацией мощности энергосистемы с учетом перетоков мощности из других энергосистем или в направлении других энергосистем;

"баланс электрической энергии энергосистемы" - система показателей, характеризующая соответствие потребления электрической энергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электрической энергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем и в направлении других энергосистем;

"верифицированная расчетная модель" - расчетная модель, обеспечивающая адекватное моделирование электроэнергетических режимов и процессов, происходящих в энергосистемах;

"временная нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики" - схема электрических соединений объекта электроэнергетики, на которой все коммутационные аппараты и заземляющие разъединители изображаются в положении, соответствующем их нормальному коммутационному положению на предстоящий этап жизненного цикла строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики;

"вспомогательное оборудование" - оборудование, предназначенное для обеспечения работоспособности основного оборудования;

"вспомогательный персонал" - работники вспомогательных профессий, выполняющие работу в зоне действующих энергоустановок;

"вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности" - процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования;

"вынужденный режим энергосистемы" - электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся сниженными запасами устойчивости в нормальном режиме и возможностью нарушения устойчивости в послеаварийном режиме;

"динамическая устойчивость" - способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим;

"диспетчерский персонал" - работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

"диспетчерский центр" - совокупность структурных единиц и подразделений организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающих в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

"диспетчерское ведение" - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с диспетчерским центром (с разрешения диспетчера диспетчерского центра);

"диспетчерское управление" - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера диспетчерского центра либо путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

"длительно допустимая токовая нагрузка" - наибольшая токовая нагрузка линии электропередачи, электросетевого или генерирующего оборудования, работа с которой может осуществляться без ограничения времени при определенных параметрах охлаждающих сред и значениях иных влияющих факторов;

"доаварийный режим энергосистемы" - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения;

"живучесть" - способность энергосистемы (объекта электроэнергетики) в целом сохранять свою работоспособность после ненормативных возмущений;

"зона эксплуатационной ответственности" - состав объектов электроэнергетики, принадлежащих собственнику или иному законному владельцу, в отношении которых он осуществляет эксплуатационное обслуживание, в том числе функции оперативно-технологического управления;

"комплекс релейной защиты и автоматики" - совокупность взаимодействующих между собой устройств противоаварийной или режимной автоматики, предназначенных для выполнения взаимосвязанных функций;

"контролируемое сечение" - совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта

оперативно-диспетчерского управления, перетоки активной мощности по которым контролируются и (или) регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования;

"максимально допустимый переток активной мощности" - наибольшее значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме;

"невыпускаемый резерв мощности" - часть вращающегося и холодного резерва мощности на загрузку и резерва мощности гидроэлектростанций, использование которой невозможно вследствие отклонения параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы от допустимых значений;

"нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики" - изображение электрических соединений объекта электроэнергетики, на котором все коммутационные аппараты и заземляющие разъединители изображаются в положении, соответствующем их принятому нормальному коммутационному положению;

"нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону диспетчерского центра" - изображение объектов электроэнергетики энергосистемы и связей между ними, на котором все коммутационные аппараты и заземляющие разъединители объектов электроэнергетики изображаются в положении, соответствующем их принятому нормальному коммутационному положению;

"нормальный режим энергосистемы" - электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих установок потребителей электрической энергии;

"нормативное возмущение" - аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов устойчивости энергосистемы;

"нормированное первичное регулирование частоты" - первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты;

"область регулирования" - синхронная зона, в которой осуществляется регулирование частоты электрического тока, или часть синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока активной мощности;

"общее первичное регулирование частоты" - первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты;

"объединенная энергосистема" - совокупность нескольких территориальных энергосистем;

"объекты диспетчеризации" - линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные диспетчерским центром в перечень таких объектов с распределением их по способу управления (ведения);

"ограничения мощности" - величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции, не связанного с выводом в ремонт, консервацию или вынужденный простой основного оборудования и вспомогательного оборудования;

"оперативно-ремонтный персонал" - работники из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, осуществляющие оперативное обслуживание закрепленных за ними электроустановок;

"оперативный персонал" - работники субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), уполномоченные ими при осуществлении оперативно-технологического управления на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств (в том числе с использованием средств дистанционного управления) на принадлежащих

таким субъектам электроэнергетики (потребителям электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих установках) либо в установленных законодательством об электроэнергетике случаях - на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, принадлежащих третьим лицам, а также по координации указанных действий;

"операционная зона" - территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет диспетчерский центр;

"основное оборудование" - оборудование, предназначенное для выполнения основных технологических процессов и непосредственно задействованное для выполнения основной производственной функции объекта электроэнергетики. Для целей применения настоящих Правил оборудование подразделяется на основное энергетическое оборудование, в состав которого входят паровая турбина, гидротурбина, газовая турбина, паровые котлы, котлы утилизаторы, гидрогенераторы, турбогенераторы, ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули, ядерная паропроизводящая установка, и основное электротехническое оборудование, в состав которого входят силовые автотрансформаторы и трансформаторы, системы (секции) шин, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки;

"параметры настройки комплекса релейной защиты и автоматики" - совокупность параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, входящих в этот комплекс;

"параметры настройки устройства релейной защиты и автоматики" - изменяемые величины в устройстве релейной защиты и автоматики, определяющие состав и логику работы отдельных функций (блокировок), либо допустимый диапазон и шаг изменения величин, обеспечивающие функционирование устройства релейной защиты и автоматики в соответствии с заданным алгоритмом;

"первичное регулирование частоты" - процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения;

"переходный режим энергосистемы" - электроэнергетический режим, возникающий при переходе от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванном аварийными или иными возмущениями при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;

"послеаварийный режим энергосистемы" - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, сложившимися после завершения вызванного аварийным возмущением переходного процесса;

"потребление электрической энергии (мощности) энергосистемы" - величина суммарного расхода электрической энергии (мощности) для нужд потребителей электрической энергии, собственных, производственных и (или) хозяйственных нужд электрических станций и подстанций и расхода электрической энергии (мощности) при ее передаче по электрическим сетям (потерь электрической энергии (мощности) в электрических сетях), определяемая в границах энергосистемы как сумма объема производства электрической энергии (нагрузки) всех электрических станций энергосистемы и величины сальдо перетоков электрической энергии (мощности) энергосистемы;

"противоаварийная автоматика" - совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы;

"рабочая мощность электростанции" - максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электростанции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой;

"располагаемая мощность генерирующего оборудования" - установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов;

"регистраторы аварийных событий и процессов" - регистраторы аварийных событий, регистраторы системы мониторинга переходных процессов, устройства определения места повреждения на линиях электропередачи;

"регулировочный диапазон" - интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной и реактивной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах;

"режимная автоматика" - совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности);

"резерв вторичного регулирования" - часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку, используемая для вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности;

"резерв первичного регулирования" - максимальная величина гарантированного изменения активной мощности генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку соответственно при понижении или повышении частоты относительно заданного значения;

"резерв третичного регулирования" - часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку, используемая для третичного регулирования мощности;

"релейная защита" - совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и (или) нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов;

"релейная защита и автоматика" - релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;

"ремонтный персонал" - работники, связанные с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытанием энергоустановок;

"сетевая автоматика" - совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети;

"синхронная зона" - совокупность синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей, имеющих общую частоту электрического тока;

"средства диспетчерского и технологического управления" - совокупность технических средств, обеспечивающих сбор и передачу информации, необходимой для функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического управления, а также используемых при организации телефонной связи для оперативных переговоров;

"статическая устойчивость" - способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений, при которых изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров;

"территориальная энергосистема" - энергосистема, расположенная в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации;

"технический минимум" - нижний предел регулировочного диапазона активной мощности генерирующего оборудования, для достижения которого допускаются изменение состава работающего основного оборудования и вспомогательного оборудования и отключение автоматического регулирования;

"технологическая автоматика" - комплекс технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическими процессами на объекте электроэнергетики;

"технологический минимум" - нижний предел регулировочного диапазона активной мощности генерирующего оборудования исходя из требований его работы при минимально допустимом для этого режима работы составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов;

"технологический режим работы" - процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии,

и состояние этого объекта или установки, включая параметры настройки комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

"технологическое ведение" - подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, осуществляемое оперативным персоналом;

"технологическое управление" - выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств и (или) сами действия с использованием средств дистанционного управления или непосредственно на объектах электроэнергетики или энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом;

"третичное регулирование активной мощности" - процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования;

"установившийся режим энергосистемы" - электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными;

"установленная (номинальная) мощность" - электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование могут работать длительное время при номинальных параметрах и (или) в нормальных условиях;

"устройство релейной защиты и автоматики" - техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующие заданные функции релейной защиты и автоматики и обслуживаемые (оперативно и технически) как единое целое;

"центр управления объектами распределенной генерации" - структурное подразделение субъекта электроэнергетики, осуществляющее все или часть функций оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих такому субъекту на праве собственности или ином законном основании ветроэнергетических установок, фотоэлектрических солнечных модулей или их групп, непосредственно присоединенных к электроэнергетической системе и осуществляющих выдачу мощности через одно распределительное устройство напряжением 35 киловольт и ниже;

"центр управления сетями" - структурное подразделение сетевой организации (ее филиала), осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов (части объектов) электросетевого хозяйства, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности этой сетевой организации, или в установленных законодательством случаях - в отношении объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, принадлежащих третьим лицам;

"электроэнергетический режим энергосистемы" - совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики);

"энергорайон (энергоузел)" - часть одной или нескольких территориальных энергосистем.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, соответствуют определениям, предусмотренным Федеральным законом "Об электроэнергетике".

4. Требования к оборудованию объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок как к продукции устанавливаются в соответствии с правом Евразийского экономического союза и законодательством Российской Федерации.

II. Общая характеристика, требования к параметрам и условиям функционирования энергосистем

5. На территории Российской Федерации созданы и функционируют Единая энергетическая система России и технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы. Перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления определяется Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (далее - Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

6. В составе Единой энергетической системы России выделяются:

территориальные энергосистемы;

объединенные энергосистемы.

Перечень объединенных энергосистем и образующих их территориальных энергосистем, входящих в Единую энергетическую систему России, приведен в приложении № 1.

7. Единая энергетическая система России включает в себя 2 синхронные зоны.

Первая синхронная зона включает в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока.

Вторая синхронная зона включает в себя объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.

8. Работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств осуществляется параллельно или совместно (с использованием вставок постоянного тока и линий электропередачи постоянного тока). Условием осуществления параллельной или совместной работы Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств является наличие действующих договоров об организации такой работы, заключенных (согласованных) системным оператором и организациями, выполняющими функции оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах иностранных государств.

9. Функционирование Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

10. Электроэнергетический режим энергосистемы характеризуется следующими параметрами:

частота электрического тока (далее - частота);

перетоки активной мощности в электрической сети, в том числе в контролируемых сечениях;

токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 киловольт и выше;

напряжение на шинах с номинальным напряжением 110 киловольт и выше электрических станций и подстанций.

11. В первой синхронной зоне Единой энергетической системы России значения частоты, усредненные на 20-секундном временном интервале, должны находиться в пределах 50±0,05 герц с допустимым

отклонением значений частоты в пределах 50±0,2 герц и восстановлением частоты до уровня 50±0,05 герц за время, не превышающее 15 минут.

Во второй синхронной зоне Единой энергетической системы России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны Единой энергетической системы России, а также в первой синхронной зоне Единой энергетической системы России при ее работе в вынужденном режиме:

значения частоты, усредненные на 20-секундном временном интервале, должны находиться в пределах 50±0,2 герц не менее 95 процентов времени суток без выхода за величину 50±0,4 герц;

восстановление частоты до указанных значений должно обеспечиваться за время, не превышающее 72 минуты.

12. Для поддержания в энергосистеме частоты в допустимом диапазоне используются:

общее и нормированное первичное регулирование частоты;

вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, включающее в себя вторичное регулирование частоты, вторичное регулирование перетоков мощности (в том числе с коррекцией по частоте), ограничение перетоков мощности по контролируемым сечениям электрической сети;

третичное регулирование активной мощности.

13. Для регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме должны планироваться и постоянно поддерживаться резервы первичного регулирования, резервы вторичного регулирования и резервы третичного регулирования.

14. Для обеспечения уровней напряжения, допустимых для оборудования электрических станций и электрических сетей, устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии, а также для обеспечения качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями в энергосистеме осуществляется регулирование напряжения.

15. Функционирование энергосистемы обеспечивается во всех режимах ее работы.

16. При работе энергосистемы в нормальном режиме должны соблюдаться следующие требования:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать максимально допустимые значения;

напряжение на объектах электроэнергетики должно быть выше минимально допустимых значений, но не должно превышать наибольшие рабочие значения, определенные в разделе VI настоящих Правил;

токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не должны превышать длительно допустимые значения;

отклонения частоты электрического тока не должны превышать допустимые значения, указанные в пункте 11 настоящих Правил;

объем резервов активной мощности на загрузку и разгрузку должен соответствовать требованиям, указанным в разделе IV настоящих Правил, и позволять обеспечивать приведение соответствующих параметров электроэнергетического режима к допустимым значениям после нормативных возмущений за время, определяемое в соответствии с пунктом 11 настоящих Правил.

17. В отношении энергосистемы обеспечивается ее надежность и устойчивость.

18. Надежность энергосистемы обеспечивается посредством выполнения субъектами оперативно-диспетчерского управления, иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии положений настоящих Правил и требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, установленных нормативными правовыми актами, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее - уполномоченный федеральный орган исполнительной власти).

19. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы, управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы, планировании (проектировании) развития энергосистемы, строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики, их модернизации, техническом перевооружении, связанном с заменой оборудования, ведущей к изменению его технических параметров (далее - реконструкция), технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, выводе объектов электроэнергетики из эксплуатации обеспечивается выполнение

требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных настоящими Правилами и методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (далее - методические указания по устойчивости энергосистем).

Проведение расчетов устойчивости энергосистемы (установившихся режимов, статической устойчивости в доаварийных и послеаварийных режимах, динамической устойчивости генерирующего оборудования) и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению осуществляются при:

планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

планировании (проектировании) развития энергосистемы;

проектировании строительства (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 киловольт и выше, объектов по производству электрической энергии и технологическом присоединении указанных объектов электроэнергетики к электрическим сетям;

технологическом присоединении к электрическим сетям объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технические условия на технологическое присоединение которых подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления и проектировании строительства (реконструкции) указанных объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств;

выводе из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 киловольт и выше и объектов по производству электрической энергии.

Максимально допустимые перетоки активной мощности и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях, структура и параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики, мероприятия по повышению устойчивости энергосистемы определяются на основании расчетов устойчивости энергосистемы.

20. Максимально допустимые перетоки активной мощности и аварийно допустимые перетоки активной мощности определяются для всех контролируемых сечений.

Определение максимально допустимых перетоков активной мощности и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях осуществляется диспетчерскими центрами

субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

21. Расчеты устойчивости энергосистем и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению выполняются для нормальных схем энергосистемы и ремонтных схем энергосистемы, определенных методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

При проведении расчетов устойчивости энергосистем учитываются нормативные возмущения, состав и распределение которых по группам нормативных возмущений определяются методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

22. При проведении расчетов устойчивости энергосистем используются верифицированные расчетные модели энергосистем.

При проведении расчетов устойчивости энергосистем выполнение требований к устойчивости энергосистем оценивается на основании следующих показателей:

минимальный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

Нормативные величины минимальных коэффициентов запаса устойчивости энергосистем (величины минимальных коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности и величины минимальных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению для различных электроэнергетических режимов) приведены в приложении № 2.

23. Для обеспечения надежности и устойчивости энергосистемы объекты электроэнергетики, энергопринимающие установки, их оборудование и устройства, входящие в состав энергосистемы, должны обладать техническими характеристиками, обеспечивающими выполнение требований к параметрам электроэнергетического режима энергосистем.

Все субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, объекты электроэнергетики и (или) энергопринимающие установки которых присоединяются к энергосистеме или функционируют в ее составе, обязаны обеспечить соответствие технических характеристик и параметров работы принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, их оборудования и устройств требованиям, установленным настоящими Правилами и иными

нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

24. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы необходимо обеспечивать:

поддержание баланса между производством и потреблением электрической энергии (мощности) с учетом приоритетности производства электрической энергии электростанциями различных типов, определенной Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности" (далее - Правила оптового рынка электрической энергии и мощности);

нахождение параметров электроэнергетического режима энергосистемы в пределах допустимых значений.

25. Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляются на основе фактических и прогнозируемых параметров режима работы с использованием математического моделирования режимов энергосистем.

Математическое моделирование режимов энергосистем осуществляется с использованием расчетных моделей энергосистем. Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей энергосистем осуществляет субъект оперативно-диспетчерского управления.

Расчетные методы, размерность расчетных моделей энергосистем, математические модели линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования и нагрузки потребителей электрической энергии, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики обеспечивают необходимую точность результатов математического моделирования режимов энергосистем и расчетов значений токов короткого замыкания, определяемую субъектом оперативно-диспетчерского управления.

26. Для обеспечения функционирования энергосистемы, организации планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления организует и осуществляет централизованное непрерывное оперативно-диспетчерское управление.

27. Для обеспечения функционирования объектов электроэнергетики в составе энергосистемы их владельцами независимо от класса напряжения и мощности объектов электроэнергетики обеспечиваются организация эксплуатации, ремонт и техническое обслуживание принадлежащих им линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, организация и осуществление в их отношении непрерывного оперативно-технологического управления.

28. Владельцами объектов электроэнергетики независимо от их класса напряжения и мощности и субъектами оперативно-диспетчерского управления организуется и проводится постоянная работа, направленная на обеспечение готовности их работников, относящихся к категориям административно-технического персонала, диспетчерского персонала, оперативного персонала, оперативно-ремонтного персонала, ремонтного персонала и вспомогательного персонала, к выполнению профессиональных функций, включая проведение обязательных форм работы с указанным персоналом, поддержание и повышение его квалификации в соответствии с правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Для вводимых в работу новых и реконструируемых объектов электроэнергетики осуществляется опережающая подготовка персонала. До начала проведения пробных пусков и комплексного опробования оборудования объекты электроэнергетики укомплектовываются обученным персоналом, допущенным к самостоятельной работе.

Для формирования и поддержания у диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала надлежащих навыков работы проводятся противоаварийные тренировки с периодичностью и в порядке, установленном правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

29. В целях исследования свойств Единой энергетической системы России, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, отдельных территориальных энергосистем или объединенных энергосистем, а также для проверки функционирования систем автоматического регулирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы в соответствующих энергосистемах по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с утвержденной им комплексной программой проводятся системные испытания с участием владельцев объектов

электроэнергетики. Системные испытания проводятся в соответствии с правилами организации и проведения системных испытаний в сфере электроэнергетики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

III. Организация и информационно-технологическое обеспечение оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления

30. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется в порядке, установленном Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики, с соблюдением требований настоящих Правил.

31. Оперативно-диспетчерское управление осуществляют системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, определенные Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

32. Субъект оперативно-диспетчерского управления составляет в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике перечни объектов диспетчеризации с указанием в них распределения объектов диспетчеризации по способу управления (ведения), определенного в соответствии с настоящими Правилами.

33. Распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения) осуществляется с соблюдением следующих требований:

а) каждый объект диспетчеризации может находиться:

в диспетчерском управлении одного диспетчерского центра или технологическом управлении одного центра управления сетями или технологическом управлении оперативного персонала одного объекта электроэнергетики;

в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней;

в технологическом ведении одного или нескольких центров управления сетями, оперативного персонала одного или нескольких объектов электроэнергетики.

Диспетчерское управление и технологическое управление в отношении одного объекта диспетчеризации совмещаться не могут;

б) субъект оперативно-диспетчерского управления самостоятельно распределяет функции диспетчерского управления и диспетчерского ведения между диспетчерскими центрами;

в) в случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром;

г) каждый владелец линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, распределяет в их отношении функции технологического управления и ведения по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления;

д) в случае если владелец объекта электроэнергетики определяет для своего оперативного персонала необходимость технологического ведения объектом диспетчеризации, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании другому лицу, решение о возможности такого ведения принимает соответствующий диспетчерский центр.

34. Функции технологического управления и технологического ведения в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, не отнесенных к объектам диспетчеризации, распределяются их владельцем самостоятельно или по согласованию с владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики - в случае, если выполнение мероприятий по управлению технологическим режимом и эксплуатационным состоянием таких линий электропередачи, оборудования и устройств требует взаимной координации их действий.

35. В случаях, указанных в подпункте "д" пункта 33 и пункте 34 настоящих Правил, доступ лица, в технологическом ведении которого находятся линия электропередачи, оборудование, устройства объекта электроэнергетики, принадлежащие другому лицу, на такой объект электроэнергетики осуществляется с согласия владельца этого объекта электроэнергетики.

36. Каждый владелец объекта электроэнергетики независимо от класса напряжения и мощности принадлежащих ему объектов электроэнергетики обязан организовать оперативно-технологическое

управление в отношении принадлежащих ему объектов и обеспечить его осуществление в течение всего периода эксплуатации объектов электроэнергетики в соответствии с настоящими Правилами, а также с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и предусматривающими в том числе нормативное правовое регулирование вопросов функционирования объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 0,4 - 35 киловольт.

Каждый потребитель электрической энергии, энергопринимающие установки которого функционируют в составе энергосистемы, обязан организовать и осуществлять эксплуатацию принадлежащих ему электроустановок в соответствии с правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

37. В целях организации и осуществления оперативно-технологического управления объектами электросетевого хозяйства сетевая организация может создавать центры управления сетями и обеспечивать их функционирование. Для каждого центра управления сетями сетевая организация определяет зону эксплуатационной ответственности, включающую объекты электросетевого хозяйства, в отношении которых этот центр управления сетями осуществляет функции оперативно-технологического управления.

В целях организации и осуществления оперативно-технологического управления технологически взаимосвязанными ветроэнергетическими установками, фотоэлектрическими солнечными модулями или их группами, принадлежащими на праве собственности или ином законном основании одному лицу и непосредственно присоединенными к энергосистеме и осуществляющими выдачу мощности через одно распределительное устройство напряжением 35 киловольт и ниже (далее - объекты распределенной генерации), их собственником или иным законным владельцем может быть создан центр управления объектами распределенной генерации.

Требования к созданию и функционированию центров управления сетями и центров управления объектами распределенной генерации устанавливаются правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

38. Владельцы объектов электроэнергетики для каждого центра управления сетями и объекта электроэнергетики в целях организации и осуществления оперативно-технологического управления определяют оперативный персонал, уполномоченный ими в рамках оперативно-технологического управления на ведение оперативных переговоров и осуществление действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния в отношении находящихся в его технологическом управлении или ведении линий электропередачи, оборудования и устройств и (или) на координацию таких действий.

Владельцы смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики, оперативный персонал которых непосредственно взаимодействует между собой в процессе оперативно-технологического управления указанными объектами, обмениваются списками оперативного персонала.

Владельцы объектов электроэнергетики, линии электропередачи, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, также представляют списки оперативного персонала в соответствующие диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления.

39. В рамках оперативно-технологического управления владельцы объектов электроэнергетики обязаны обеспечить круглосуточное оперативное обслуживание принадлежащих им объектов оперативным персоналом, уполномоченным ими на осуществление технологического управления и ведения в отношении соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств.

Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики (постоянное дежурство оперативного персонала на объекте, дежурство на дому, обслуживание объекта электроэнергетики персоналом оперативных выездных бригад, использование средств телеуправления) определяется его владельцем. При этом в случае организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики в форме, не предполагающей постоянного дежурства оперативного персонала на объекте, время прибытия оперативного персонала на объект электроэнергетики не должно превышать 60 минут.

Изменение формы организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики, в состав которого входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления. Владелец объекта

электроэнергетики обязан уведомить соответствующий диспетчерский центр о планируемом изменении формы организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики не менее чем за 3 месяца до предполагаемого срока такого изменения.

40. Порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики между собой при организации и осуществлении оперативно-технологического управления (в том числе порядок и сроки представления соответствующих документов, согласования между ними решений и документов в случаях, предусмотренных настоящими Правилами) определяется в соответствии с настоящими Правилами, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации и условиями заключаемых ими договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии, договоров энергоснабжения и (или) договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) или иных документов (подписываемых такими владельцами на двусторонней или многосторонней основе), регулирующих порядок технологического взаимодействия между ними.

41. При осуществлении оперативно-технологического управления владельцы объектов электроэнергетики обязаны выполнять диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Мероприятия по управлению технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляются владельцами объектов электроэнергетики самостоятельно или по согласованию с владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики - в случае, если выполнение указанных мероприятий требует взаимной координации их действий.

42. Порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики и потребителей, участвующих в противоаварийном управлении, с субъектом оперативно-диспетчерского управления (в том числе порядок и сроки представления в диспетчерские центры соответствующих документов, согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления решений и документов в случаях, предусмотренных настоящими Правилами) определяется:

настоящими Правилами, Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики;

договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, заключаемыми субъектом оперативно-диспетчерского управления и указанными владельцами объектов электроэнергетики и потребителями, участвующими в противоаварийном управлении;

инструктивно-техническими документами диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления, разработанными с учетом особенностей конкретных энергосистем, входящих в них объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств.

Инструктивно-технические документы, утвержденные диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления, выполнения функций, возложенных на указанного субъекта законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, организации и осуществления технологического взаимодействия с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в процессе оперативно-диспетчерского управления, являются обязательными для владельцев объектов электроэнергетики и потребителей, участвующих в противоаварийном управлении.

Диспетчерский центр направляет утвержденные им инструктивно-технические документы владельцам объектов электроэнергетики и потребителям, участвующим в противоаварийном управлении, в порядке, предусмотренном договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениями о технологическом взаимодействии.

Инструктивно-технические документы, утвержденные диспетчерскими центрами, вступают в силу в порядке, установленном такими документами. Владельцы объектов электроэнергетики и потребители, участвующие в противоаварийном управлении, обязаны

осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения таких документов.

43. Для организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и субъектами электроэнергетики, между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и потребителями электрической энергии осуществляется информационный обмен в том числе посредством автоматических и автоматизированных систем и голосовой связи.

Порядок организации информационного обмена между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и субъектами электроэнергетики, между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и потребителями электрической энергии определяется в соответствии с настоящими Правилами, а также правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (далее - правила предоставления информации), и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

44. Линии электропередачи и оборудование объектов электроэнергетики могут находиться в следующих эксплуатационных состояниях:

в работе (в том числе нахождение под напряжением);

в резерве;

в ремонте;

в вынужденном простое;

в консервации.

Устройства релейной защиты и автоматики могут находиться в следующих эксплуатационных состояниях:

введены в работу;

оперативно выведены (не для производства работ);

выведены для технического обслуживания.

45. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, может осуществляться по инициативе его владельца, а также по диспетчерской

команде диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится этот объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств (кроме действий, выполняемых в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и (или) предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы объекта электроэнергетики) производится при наличии диспетчерских (для объектов диспетчеризации) или оперативных (для линий электропередачи, оборудования, устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации) заявок, поданных, рассмотренных и согласованных в порядке, предусмотренном Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

При изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации должны соблюдаться требования, установленные Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 "О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации" (далее - Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации).

Независимо от наличия рассмотренной и согласованной диспетчерской (оперативной) заявки изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского персонала, производится по его диспетчерской команде (разрешению), а линий электропередачи, оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, находящихся в технологическом управлении (ведении) оперативного персонала, - по указанию такого оперативного персонала (при получении от него подтверждения возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств релейной защиты и автоматики).

46. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра или технологическом управлении центра управления сетями, может осуществляться путем непосредственного воздействия на них соответственно из диспетчерского центра или из центра управления сетями с использованием средств дистанционного управления независимо от формы организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики.

47. Переключения в электроустановках организуются и осуществляются в соответствии с правилами переключений в электроустановках, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

На основе указанных правил каждый диспетчерский центр, центр управления сетями и владелец объекта электроэнергетики разрабатывает и утверждает инструкцию по производству переключений в электроустановках операционной зоны диспетчерского центра, электрических сетей и объекта (группы объектов) электроэнергетики соответственно. Инструкции по производству переключений, утверждаемые диспетчерским центром, являются обязательными для владельцев объектов электроэнергетики, осуществляющих деятельность в пределах операционных зон диспетчерских центров.

Диспетчерский персонал субъекта оперативно-диспетчерского управления, оперативный персонал центров управления сетями сетевых организаций выполняет переключения по программам или типовым программам переключений. Оперативный персонал объектов электроэнергетики выполняет переключения по бланкам или типовым бланкам переключений. В случаях, установленных правилами переключений в электроустановках, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, допускается осуществлять переключения без программ (типовых программ) и (или) бланков (типовых бланков) переключений.

Переключения при вводе в работу новых (модернизированных, реконструированных) линий электропередачи, оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, проведении испытаний, проведении системных испытаний производятся по комплексным программам.

Диспетчерский персонал субъекта оперативно-диспетчерского управления участвует в производстве переключений в электроустановках

путем выдачи диспетчерских команд и разрешений или путем использования средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

48. Для обеспечения осуществления оперативно-диспетчерского управления, оперативно-технологического управления диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, центры управления сетями и объекты электроэнергетики:

оснащаются необходимой информационно-технологической инфраструктурой, включая совокупность оборудования и программно-технических средств, в том числе каналов связи, для построения автоматизированных систем диспетчерского управления в диспетчерских центрах, автоматизированных систем технологического управления в центрах управления сетями, автоматизированных систем управления технологическими процессами на электростанциях и подстанциях;

обеспечиваются соответствующей технической документацией.

Ведение и хранение (в том числе на рабочих местах диспетчерского и оперативного персонала) оперативного журнала, журнала распоряжений, документов по работе с персоналом и иной технической документации, разрабатываемой, утверждаемой и (или) применяемой при организации и осуществлении оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления, осуществляется в электронном виде, в том числе с использованием программно-технических средств, при соблюдении требований к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, утвержденных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

49. Информационно-технологическая инфраструктура оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления функционирует в круглосуточном режиме.

Владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают круглосуточное обслуживание оборудования и программно-технических средств информационно-технологической инфраструктуры.

В случае использования владельцем объекта электроэнергетики для передачи информации в диспетчерские центры и (или) центры управления сетями каналов связи, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях связи иных лиц, владельцем объекта

электроэнергетики обеспечивается соблюдение указанных требований в отношении таких каналов связи.

50. Владельцы объектов электроэнергетики и потребители, участвующие в противоаварийном управлении, линии электропередачи, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, организуют и обеспечивают круглосуточную работу систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) с диспетчерскими центрами, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации, для передачи диспетчерских команд и разрешений, передачи управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики, телеметрической информации о технологических режимах работы объектов диспетчеризации и иной технологической информации, необходимой для планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, в том числе организуют наличие и обеспечивают функционирование 2 независимых каналов связи объекта электроэнергетики с каждым диспетчерским центром, к объектам диспетчеризации которого относятся соответствующие линии электропередачи, оборудование и устройства.

Пропускная способность указанных каналов связи обеспечивает передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр, включая телефонную связь для оперативных переговоров, телеметрическую информацию и данные, используемые для задач оперативно-диспетчерского управления, обеспечения функционирования противоаварийной и режимной автоматики.

Владельцы объектов электроэнергетики обязаны обеспечить техническую возможность передачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении соответствующего диспетчерского центра, непосредственно оперативному персоналу объектов электроэнергетики, на которых производятся действия по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Не требуется организация телефонной связи для оперативных переговоров диспетчерского персонала с оперативным персоналом подстанций с высшим классом напряжения 110 киловольт, присоединенных к линиям электропередачи ответвлениями (отпайками), а также подстанций с высшим классом напряжения 110 киловольт,

в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров, при условии, что на указанные подстанции организована передача диспетчерских команд и разрешений через центры управления сетями соответствующих сетевых организаций.

Технические требования по организации систем обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики (энергопринимающими установками), центрами управления сетями и диспетчерскими центрами определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом требований настоящих Правил.

51. Указанные в пункте 50 настоящих Правил каналы связи организуются владельцами объектов электроэнергетики от принадлежащих им объектов до узлов доступа сетей связи, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления. Организация каналов связи от указанных узлов доступа до диспетчерских центров осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Каналы связи для передачи телеметрической информации (за исключением телеметрической информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной и режимной автоматики) организуются владельцем объекта электроэнергетики от объекта электроэнергетики до узлов доступа сетей связи одного из диспетчерских центров, определенного субъектом оперативно-диспетчерского управления.

52. Сетевые организации, иные владельцы объектов электросетевого хозяйства организуют наличие и обеспечивают функционирование 2 независимых каналов связи объекта электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 киловольт и более с центром управления сетями, в технологическом управлении и технологическом ведении которого находятся оборудование или устройства указанного объекта электросетевого хозяйства или отходящие от него линии электропередачи.

При этом наличие и функционирование указанных каналов связи от электрических станций до центров управления сетями обеспечивается за счет средств сетевой организации, в технологическом управлении или технологическом ведении центров управления сетями которой находятся отходящие от электростанций линии электропередачи.

53. Владельцы объектов электроэнергетики, оборудование и устройства которых или отходящие от таких объектов линии электропередачи относятся к объектам диспетчеризации диспетчерских

центров, организуют автоматический сбор телеметрической информации на принадлежащих им объектах электроэнергетики и ее автоматическую передачу в диспетчерские центры. Объем указанной телеметрической информации определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в договорах возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениях о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы).

Владельцы объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 35 киловольт и выше, оборудование которых или отходящие от таких объектов линии электропередачи находятся в соответствии с пунктами 33 и 34 настоящих Правил в технологическом управлении (технологическом ведении) центра управления сетями сетевой организации, организуют автоматический сбор телеметрической информации на принадлежащих им объектах электросетевого хозяйства и ее автоматическую передачу в указанный центр управления сетями.

Объем телеметрической информации, передаваемый в центр управления сетями сетевой организации с объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании другим субъектам электроэнергетики, определяется по согласованию между ними в договорах оказания услуг по передаче электрической энергии или иных документах, подписываемых указанными лицами и регулирующих порядок технологического взаимодействия между ними.

54. Все оперативные переговоры диспетчерского персонала диспетчерских центров, оперативного персонала центров управления сетями, оперативного персонала объектов электроэнергетики регистрируются электронными средствами регистрации переговоров.

Воздействие на оборудование и устройства объектов электроэнергетики, осуществленное с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и центров управления сетями, регистрируется средствами автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают сохранность информации, указанной в абзаце первом настоящего пункта,

в течение не менее чем 3 месяцев со дня ее регистрации, а сохранность информации, указанной в абзаце втором настоящего пункта, - в течение не менее чем 12 месяцев со дня ее регистрации.

IV. Планирование режимов работы энергосистемы

55. Планирование электроэнергетического режима Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - субъектами оперативно-диспетчерского управления).

Планирование технологических режимов работы генерирующего оборудования, линий электропередачи и электросетевого оборудования осуществляется их владельцами в соответствии с результатами планирования электроэнергетических режимов соответствующих территориальных и (или) объединенных энергосистем.

56. При планировании электроэнергетического режима необходимо обеспечивать:

сбалансированность объемов производства и потребления электрической энергии (мощности) энергосистемы (с учетом экспортных и импортных поставок (внешних перетоков) электрической энергии и мощности и ограничений пропускной способности электрической сети);

нахождение параметров электроэнергетического режима в пределах допустимых значений с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы.

57. Планирование электроэнергетического режима включает в себя:

планирование электроэнергетического режима на календарный год, календарный месяц, сутки, периоды в пределах суток;

планирование электроэнергетического режима в целях определения состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

58. Планирование электроэнергетического режима осуществляется на основе расчетов электроэнергетических режимов с использованием расчетных моделей энергосистемы и специализированных программно-аппаратных комплексов. Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей для планирования электроэнергетического режима Единой энергетической системы России осуществляется

системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - субъектами оперативно-диспетчерского управления).

59. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на календарный год субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет разработку:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы;

прогнозных балансов электрической энергии энергосистемы;

прогнозных балансов мощности энергосистемы;

сводных годовых графиков ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации.

60. Разработка прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы, прогнозных балансов электрической энергии энергосистемы и прогнозных балансов мощности энергосистемы, указанных в пункте 59 настоящих Правил, осуществляется с распределением по месяцам, по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и по Единой энергетической системе России в целом, для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы - по указанной энергосистеме.

При этом системный оператор разрабатывает:

прогнозный баланс электрической энергии энергосистемы на календарный год - для условий средней месячной температуры наружного воздуха соответствующего месяца года;

прогнозный баланс мощности энергосистемы на календарный год - на час максимума потребления при средней суточной температуре наружного воздуха в день максимума потребления соответствующего месяца года;

прогнозный баланс электрической энергии энергосистемы на период с октября текущего года по март следующего года включительно - для условий средней месячной температуры наружного воздуха, при этом для периода с декабря по февраль дополнительно учитывается наступление в пределах каждого из указанных месяцев в течение пяти дней среднесуточной температуры наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодных 5 суток подряд (пятидневок), определяемой для соответствующей территории по правилам, применяемым в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических

параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее соответственно - температура наиболее холодной пятидневки, правила строительной климатологии);

прогнозный баланс мощности энергосистемы на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно - на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки;

прогнозный баланс мощности энергосистемы на июль и август календарного года - на час максимума потребления при средней суточной температуре наружного воздуха, соответствующей климатическим параметрам теплого периода года (с температурой воздуха обеспеченностью 0,98) в соответствии с правилами строительной климатологии (период экстремально высоких температур).

61. Результаты планирования электроэнергетического режима энергосистемы на год используются в качестве основы для:

планирования ремонтной кампании владельцами объектов электроэнергетики, линии электропередачи, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации;

разработки заданий по объемам и настройке противоаварийной автоматики, объемам графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

оценки допустимости планируемых объемов экспорта и импорта электрической энергии (мощности);

определения потребности в объемах поставки топлива электростанциям;

определения потребности в видах и объемах оказания услуг по обеспечению системной надежности;

подготовки системным оператором предложений в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

62. При планировании электроэнергетического режима на предстоящий месяц системный оператор в отношении каждой территориальной энергосистемы, объединенной энергосистемы и Единой энергетической системы России в целом (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной

территориальной электроэнергетической системе - в отношении соответствующей энергосистемы) осуществляет разработку:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы;

прогнозных балансов электрической энергии энергосистемы;

прогнозных балансов мощности энергосистемы;

сводных месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации (далее - сводные месячные графики ремонта).

63. Разработка указанных в пунктах 59, 60 и 62 настоящих Правил прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы, прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистемы осуществляется в соответствии с требованиями к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти с соблюдением требований, предусмотренных пунктами 56 - 58 и 60 - 62 настоящих Правил.

64. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на предстоящие год и месяц разработка и утверждение сводных годовых и сводных месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации осуществляются субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации.

65. Выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в порядке, установленном Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, на период, определяемый в соответствии с указанными Правилами.

При выборе состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, исходное и планируемое эксплуатационные состояния и параметры генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на оптовом рынке, определяются на основании диспетчерских заявок и (или) сводных месячных графиков ремонта, а также уведомлений и данных, полученных от участников оптового рынка - поставщиков электрической

энергии в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

Исходное и планируемое эксплуатационные состояния и параметры генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на розничных рынках электрической энергии (далее - розничные рынки), определяются на основании диспетчерских заявок и (или) сводных месячных графиков ремонта, а также уведомлений и данных, полученных субъектом оперативно-диспетчерского управления от владельцев такого генерирующего оборудования в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы.

В случае неисполнения (ненадлежащего исполнения) владельцем генерирующего оборудования обязанностей по предоставлению субъекту оперативно-диспетчерского управления необходимых данных субъект оперативно-диспетчерского управления в качестве исходных данных для выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, использует на весь планируемый период параметры работы генерирующего оборудования, последние из полученных от соответствующего владельца генерирующего оборудования на стадии планирования электроэнергетического режима на сутки, предшествующие периоду, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

66. При планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки субъект оперативно-диспетчерского управления на основании диспетчерских заявок, уведомлений и данных, полученных от участников оптового рынка - поставщиков электрической энергии и мощности в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, данных, представленных владельцами

генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на розничных рынках, уточняет состав включенного генерирующего оборудования электрических станций на предстоящие сутки и формирует почасовые диспетчерские графики показателей режима работы энергосистемы, в том числе значения нагрузки электростанций, потребления, сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта (импорта), уровней напряжения в контрольных пунктах, объемов резерва первичного регулирования, резерва вторичного регулирования и резерва третичного регулирования (далее - диспетчерские графики).

При планировании электроэнергетического режима в течение суток субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет уточнение диспетчерских графиков с учетом имеющихся у него актуальных данных показателей, используемых при выборе состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

При формировании и уточнении диспетчерских графиков обеспечиваются допустимые параметры электроэнергетического режима, необходимые объемы резервов первичного регулирования, резервов вторичного регулирования и резервов третичного регулирования и минимизация суммарных затрат покупателей электрической энергии в порядке, установленном Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

Диспетчерские графики (уточненные диспетчерские графики), формируемые при планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки и в течение суток, передаются соответствующим субъектам электроэнергетики в части, относящейся к технологическим режимам работы их объектов. Состав показателей и порядок передачи диспетчерских графиков определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.

67. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления в соответствии с требованиями пунктов 68 - 77 настоящих Правил и методическими указаниями по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, определяет необходимые объемы резервов первичного

регулирования, резервов вторичного регулирования и резервов третичного регулирования и размещает их на генерирующем оборудовании.

68. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет:

планирование резервов первичного регулирования, резервов вторичного регулирования и резервов третичного регулирования не ниже минимально необходимых объемов - при выборе состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, и в процессе планирования электроэнергетических режимов на предстоящие сутки и периоды в течение суток;

размещение резервов первичного регулирования, резервов вторичного регулирования и резервов третичного регулирования на генерирующем оборудовании - в процессе планирования электроэнергетических режимов на предстоящие сутки и в течение суток.

69. Резервы первичного регулирования, резервы вторичного регулирования и резервы третичного регулирования определяются для синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование частоты, или части синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока мощности.

70. Минимально необходимый объем резерва первичного регулирования обеспечивает удержание текущих значений частоты в безопасных для энергоблоков атомных электростанций и (или) тепловых электростанций пределах при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности.

При синхронной работе энергосистемы (ее частей) с энергосистемами иностранных государств минимально необходимый объем резерва первичного регулирования определяется с учетом требований к параллельной работе этих электроэнергетических систем (их частей).

71. Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку должен (с учетом ограничений пропускной способности электрической сети) обеспечивать компенсацию наибольшей из следующих величин:

величина отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования или наиболее крупного узла потребления (нагрузки);

величина нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности энергосистемы.

72. Минимально необходимый объем резерва третичного регулирования на загрузку и разгрузку должен определяться с учетом ограничений пропускной способности электрической сети и обеспечивать компенсацию суммарной величины, складывающейся из:

величины необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;

статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической мощности;

величины отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования (для определения минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на загрузку).

73. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы в период паводка субъект оперативно-диспетчерского управления вправе задавать величину резерва вторичного регулирования и резерва третичного регулирования ниже минимально необходимого объема, определенного в соответствии с пунктами 71 и 72 настоящих Правил.

74. Размещение резервов первичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом планируемого и фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, стоимости услуг по нормированному первичному регулированию частоты, указанной в договорах об оказании таких услуг.

75. Размещение резервов вторичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом:

пропускной способности контролируемых сечений;

параметров водного режима гидроэлектростанций (расходов и уровней воды), установленных правилами использования водных ресурсов водохранилищ, утверждаемыми в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации, и решениями уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти;

фактических водно-энергетических показателей гидроэлектростанций и маневренных характеристик генерирующего оборудования, представленных в диспетчерские центры владельцами генерирующего оборудования, в соответствии с законодательством Российской Федерации в области электроэнергетики;

планируемого и фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования;

стоимости услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности, указанных в договорах об оказании таких услуг, для генерирующего оборудования тепловых электростанций.

76. Размещение резервов третичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом размещенных резервов первичного регулирования и резервов вторичного регулирования.

77. При определении величины резервов мощности не учитываются объемы невыпускаемых резервов мощности.

78. Контроль напряжения в энергосистеме осуществляется в контрольных пунктах, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевыми организациями в соответствии с пунктами 79 и 80 настоящих Правил.

Для контрольных пунктов субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевыми организациями разрабатываются графики напряжения.

79. Каждый диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в своей операционной зоне определяет контрольные пункты в электрической сети напряжением 110 киловольт и выше, контроль напряжения в которых осуществляется указанным диспетчерским центром, и разрабатывает графики напряжения в них исходя из необходимости обеспечения:

нормативных коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в соответствии с требованиями раздела II настоящих Правил.

80. Каждая сетевая организация определяет в электрических сетях напряжением 35 - 110 киловольт, принадлежащих ей на праве собственности или ином законном основании, контрольные пункты, контроль напряжения в которых осуществляется этой сетевой организацией, и разрабатывает графики напряжения в них, исходя из:

необходимости обеспечения нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;

необходимости обеспечения нормативных показателей качества электрической энергии по отклонению напряжения;

влияния напряжения в контрольном пункте сетевой организации на потери активной мощности.

81. Не допускается одновременное включение контрольного пункта в состав контрольных пунктов субъекта оперативно-диспетчерского управления и контрольных пунктов сетевой организации.

82. Графики напряжения в контрольных пунктах включают перечень контрольных пунктов и уровни и (или) диапазоны напряжения в них. Графики напряжения в контрольных пунктах сетевых организаций разрабатываются с учетом графиков напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления.

83. Графики напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления разрабатываются на календарный месяц и доводятся соответствующим диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления до сведения владельцев объектов электроэнергетики, определенных в соответствии с пунктом 79 настоящих Правил в качестве контрольных пунктов субъекта оперативно-диспетчерского управления.

При планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки в соответствии с требованиями пункта 66 настоящих Правил субъект оперативно-диспетчерского управления задает в диспетчерских графиках уровни и (или) диапазоны напряжения в своих контрольных пунктах на основе графиков напряжения в указанных контрольных пунктах. Для обеспечения выполнения требований пункта 79 настоящих Правил субъект оперативно-диспетчерского управления вправе задать в диспетчерском графике уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах, отличные от разработанных им на месяц графиков напряжения.

Уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления, указанные в составе диспетчерского графика, являются обязательными для соблюдения субъектами электроэнергетики.

Для обеспечения возможности регулирования напряжения в контрольных пунктах субъект оперативно-диспетчерского управления определяет необходимость установки на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

84. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствии с разделом V настоящих Правил диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления вправе изменять требуемые уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления путем отдачи диспетчерских команд субъектам электроэнергетики с учетом фактических электроэнергетических режимов работы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра.

Для обеспечения выполнения требований пункта 80 настоящих Правил при изменении фактических параметров технологического режима работы объектов электроэнергетики, уровней напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления, заданных диспетчерским графиком или по диспетчерской команде субъекта оперативно-диспетчерского управления, сетевые организации обязаны скорректировать уровни напряжения в своих контрольных пунктах.

V. Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистемы

85. Управление электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления).

86. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы во всех режимах ее работы осуществляется посредством:

выдачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок, в том числе диспетчерских команд (распоряжений) на введение в действие графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

воздействия диспетчерским и оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние линий электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра или центра управления сетями;

непосредственного воздействия оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние линий

электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок по команде диспетчерского персонала;

действия противоаварийной автоматики и режимной автоматики.

Владельцы объектов электроэнергетики, а также потребители электрической энергии, участвующие в противоаварийном управлении, обязаны обеспечить выполнение диспетчерских команд и диспетчерских распоряжений, полученных в процессе управления электроэнергетическим режимом. Действия владельцев объектов электроэнергетики и потребителей, участвующих в противоаварийном управлении, их оперативного персонала, в том числе действия, осуществление которых допускается ими самостоятельно, не должны препятствовать процессу управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, приводить к возникновению, развитию нарушения нормального режима и (или) препятствовать его ликвидации.

87. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в нормальном режиме обеспечивается:

баланс производства и потребления электрической мощности при соблюдении установленных параметров электроэнергетического режима;

соответствие технологических режимов работы электростанций обязательным требованиям;

соответствие параметров технологических режимов работы линий электропередачи и оборудования допустимым значениям;

оптимизация электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (за исключением аварийных ситуаций) с соблюдением требований, указанных в разделе II настоящих Правил.

88. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте и активной мощности, а также по напряжению, обеспечивающее:

поддержание параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах;

выполнение заданных плановых диспетчерских графиков и их изменение при изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

89. Субъект оперативно-диспетчерского управления вправе принять решение о переходе энергосистемы на работу в вынужденном режиме при вынужденном сочетании плановых и аварийных ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, приводящих к увеличению рисков нарушения электроснабжения потребителей или выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений, при снижении запасов топлива на тепловых электростанциях или гидроресурсов на гидроэлектростанциях до уровня, на котором возникают риски наступления указанных последствий, а также для предотвращения ввода или снижения объема аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности).

Правила перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условия работы в вынужденном режиме утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Указанные правила в том числе содержат порядок уведомления субъектов электроэнергетики о переходе энергосистемы на работу в вынужденном режиме.

90. При работе энергосистемы в вынужденном режиме необходимо соблюдать следующие требования:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не превышают аварийно допустимые значения;

напряжение на объектах электроэнергетики выше аварийно допустимых значений, но не превышает наибольшие рабочие значения, определенные в разделе VI настоящих Правил;

токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не превышают аварийно допустимые значения с учетом разрешенной длительности перегрузки;

отклонения частоты электрического тока от номинального значения не должны превышать аварийно допустимые значения (+/- 0,4 герца).

При работе энергосистемы в вынужденном режиме допускается нарушение устойчивости энергосистемы при нормативных возмущениях.

91. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы и технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в период паводка в условиях повышенного притока воды в водохранилища осуществляется с учетом складывающейся гидрометеорологической обстановки и параметров водного режима гидроэлектростанций (расходов и уровней воды), установленных правилами использования водных ресурсов водохранилищ, утверждаемыми в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации, и решениями уполномоченного

Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти.

Для выполнения установленного водного режима работы гидроузлов осуществляется перевод гидроэлектростанций в базовый режим работы или в режим работы с ограниченным регулировочным диапазоном активной мощности с учетом возложенных на гидроэлектростанции функций при управлении режимами энергосистемы, характеристик генерирующего оборудования гидроэлектростанций и схемно-режимных условий энергосистемы. При необходимости установленный водный режим гидроузлов (расход и уровень воды) обеспечивается соответствующим регулированием холостыми сбросами воды, осуществляемым самостоятельно персоналом гидроэлектростанций.

92. При возникновении или угрозе возникновения выхода параметров электроэнергетического режима энергосистемы за пределы допустимых значений допускается работа линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования объектов электроэнергетики в режимах и с параметрами, не соответствующими условиям нормальной эксплуатации, но не превышающими предельно допустимых по величине и длительности значений, в том числе допускается:

перегрузка по активной и (или) реактивной мощности генерирующего оборудования, средств компенсации реактивной мощности;

перегрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования;

разгрузка генерирующего оборудования атомных электростанций до величины нагрузки ниже уровня нагрузки энергоблоков атомных электростанций при их работе в базовом режиме эксплуатации в соответствии с технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблоков атомных электростанций;

увеличение нагрузки генерирующего оборудования теплоэлектроцентралей за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы, перевода тепловой нагрузки на пиковые (резервные) источники (при их наличии и с учетом времени на их пуск);

разгрузка генерирующего оборудования теплоэлектроцентралей до величины ниже технологического минимума с понижением температуры теплоносителя в тепловых сетях;

аварийное снижение нагрузки генерирующего оборудования с максимально допустимой скоростью;

кратковременное повышение напряжения сверх значений наибольшего рабочего напряжения.

93. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы осуществляются путем совместных действий диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления и оперативного персонала владельцев объектов электроэнергетики, потребителей, участвующих в противоаварийном управлении, направленных на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

С учетом положений Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и настоящего раздела уполномоченным федеральным органом исполнительной власти утверждаются правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики. На основе указанных правил каждый диспетчерский центр, центр управления сетями и владелец объекта электроэнергетики разрабатывает и утверждает инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы, электрической сети и объекта (группы объектов) электроэнергетики соответственно.

Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы, утверждаемые диспетчерскими центрами, являются обязательными для владельцев объектов электроэнергетики и потребителей, участвующих в противоаварийном управлении, объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки которых входят в операционную зону диспетчерских центров.

94. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем допускается осуществление управления электроэнергетическим режимом без учета требований к приоритетности изменения нагрузки электрических станций, установленных Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

95. В целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы разрабатываются и при возникновении (угрозе возникновения) выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых

значений применяются графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности). Разработка и применение указанных графиков осуществляется в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики и правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

96. При объявлении субъектом оперативно-диспетчерского управления режима с высокими рисками нарушения электроснабжения диспетчерским центром, владельцами объектов электроэнергетики, осуществляющими деятельность на территории возникновения или угрозы возникновения нарушения электроснабжения, создаются оперативные штабы.

Порядок действий диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления и владельцев объектов электроэнергетики в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения определяется в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

97. Для поддержания параметров электроэнергетического режима в установившихся режимах работы в энергосистеме используется автоматическое режимное управление, осуществляемое действием режимной автоматики.

Для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима работы в энергосистеме используется противоаварийное управление, осуществляемое действием противоаварийной автоматики.

Организация автоматического режимного и противоаварийного управления в энергосистеме осуществляется в соответствии с разделом VII настоящих Правил.

VI. Требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и электрических сетей, электроустановкам потребителей электрической энергии как элементам энергосистемы, организации и осуществлению их эксплуатации в составе энергосистемы

98. Объекты электроэнергетики, их оборудование и устройства, электроустановки потребителей электрической энергии, входящие в состав Единой энергетической системы России, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, для обеспечения их технологической совместимости, надежной и безопасной работы в составе энергосистемы, обеспечения надежности и устойчивости энергосистемы должны соответствовать требованиям, установленным настоящими Правилами, и требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, установленным нормативными правовыми актами уполномоченного федерального органа исполнительной власти.

99. Каждая электростанция, подстанция, линия электропередачи, основное оборудование и вспомогательное оборудование, устройства релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем диспетчерского управления и технологического управления, средства диспетчерского и технологического управления должны иметь диспетчерское наименование.

Диспетчерские наименования основного оборудования и вспомогательного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики однозначно определяют эти оборудование и устройства в пределах одного объекта электроэнергетики.

Диспетчерские наименования линий электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 330 киловольт и выше однозначно определяют их в пределах Единой энергетической системы России. Диспетчерские наименования линий электропередачи классом напряжения 110 (150) киловольт, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 220 или 110 киловольт однозначно определяют их в пределах территориальной энергосистемы.

Диспетчерские наименования линий электропередачи, электростанций и подстанций, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, приводятся в соответствие с указанными

требованиями в сроки, определенные владельцами этих объектов электроэнергетики.

100. Для каждой электростанции, подстанции ее владельцем ежегодно разрабатывается (актуализируется) и утверждается нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики. При строительстве (реконструкции) объекта электроэнергетики на предстоящий этап его жизненного цикла, ограниченный соответствующим этапом строительства (реконструкции), но не более одного календарного года, разрабатывается и утверждается временная нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики.

Нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики и временная нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики подлежат согласованию с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, если оборудование объекта электроэнергетики находится в его диспетчерском управлении (диспетчерском ведении).

Требования к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

При необходимости для электростанций, подстанций их владельцами могут разрабатываться и утверждаться ремонтные схемы электрических соединений. Периодичность и критерии разработки ремонтных схем электрических соединений электростанций и подстанций определяются их владельцами.

На основе нормальных схем электрических соединений отдельных объектов электроэнергетики, временных нормальных схем электрических соединений отдельных объектов электроэнергетики каждым диспетчерским центром разрабатывается и утверждается нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в его операционную зону (схема для нормального режима энергосистемы).

101. На каждую линию электропередачи и основное оборудование электрических станций и электрических сетей у их владельца должен иметься технический паспорт, содержащий актуальные данные о технических параметрах и характеристиках оборудования, определенных по данным завода-изготовителя и результатам проведения испытаний при его вводе в эксплуатацию, реконструкции, модернизации

или перемаркировке, о комплектности, ресурсе и сроке службы оборудования, а также сведения о его техническом обслуживании и ремонте за период эксплуатации.

102. Для каждой энергоустановки (энергоблока, генерирующего оборудования) электрической станции (кроме ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей) определяются такие общесистемные технические параметры генерирующего оборудования, как установленная мощность, максимальная располагаемая мощность, скорость набора и снижения активной мощности, регулировочный диапазон активной мощности, технический минимум, технологический минимум, регулировочный диапазон по реактивной мощности, а также подтверждаются такие общесистемные технические характеристики генерирующего оборудования, как способность к пуску в автоматическом режиме (для газотурбинных установок и гидроагрегатов), готовность к участию в общем первичном регулировании частоты, готовность к работе частотной делительной автоматики (для генерирующего оборудования тепловых электростанций).

Для энергоустановок тепловых электростанций также определяется паропроизводительность котельного оборудования.

Для газотурбинных, теплофикационных и конденсационных паротурбинных установок величина установленной мощности определяется для нормальных условий и при номинальных параметрах.

Для ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей определяются такие общесистемные технические параметры генерирующего оборудования, как установленная мощность, максимальная располагаемая мощность, скорость снижения активной мощности, регулировочный диапазон активной мощности, технологический минимум, регулировочный диапазон реактивной мощности, а также подтверждается готовность к участию в общем первичном регулировании частоты.

Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Указанные правила в том числе содержат особенности проведения испытаний и определения указанных параметров и характеристик для энергоустановок, генерирующего оборудования разных типов электростанций.

103. Владельцы объектов электроэнергетики в течение всего периода эксплуатации поддерживают в актуальном состоянии данные о длительно допустимой токовой нагрузке и аварийно допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры окружающего воздуха.

104. Владельцы объектов электроэнергетики обязаны представлять в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, а также актуальные данные о технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования в соответствии с правилами предоставления информации, устанавливающими требования к составу, объему, формам, формату, срокам и периодичности предоставления такой информации.

105. Генерирующее оборудование электрических станций, находящееся в работе или резерве, должно быть готово к работе в пределах всего регулировочного диапазона активной и реактивной мощности, несению располагаемой мощности и разгрузке до технического минимума.

Определение величины располагаемой мощности ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей осуществляется с учетом силы ветра и инсоляции.

106. Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, оснащаются частотными корректорами и не препятствуют действию регулятора частоты вращения турбины.

107. Генерирующее оборудование гидроэлектростанций с установленной мощностью более 30 мегаватт и количеством гидроагрегатов более трех, за исключением гидроэлектростанций без водохранилищ или водохранилище которых является элементом системы технического водоснабжения тепловых электростанций, оснащается устройствами группового регулирования активной мощности и должно быть готово к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

108. Групповые регуляторы активной мощности (в том числе для генерирующего оборудования в составе парогазовой установки) не должны допускать блокировку действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов мощности при их работе с коррекцией по частоте.

109. Динамические свойства энергетических котлов и котлов-утилизаторов, установленных на электростанции, обеспечивают работу

регулятора частоты вращения турбины с согласованным изменением нагрузки для поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

110. Работа генерирующего оборудования электрических станций, за исключением атомных электростанций, с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона активной мощности обеспечивается:

длительно - при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49 - 50,5 герц (для ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей - в диапазоне значений 49 - 51 герц), включая верхнюю границу диапазона изменения частоты;

кратковременно (с продолжительностью работы, указанной в настоящем пункте) - при изменении частоты электрического тока в следующих диапазонах значений (включая верхнюю границу указанных диапазонов изменения частоты):

55 - 51 герц (продолжительность работы, установленная заводом изготовителем);

51 - 50,5 герц (продолжительность работы не менее 3 минут);

49 - 48 герц (продолжительность работы не менее 5 минут);

48 - 47 герц (продолжительность работы не менее 40 секунд);

47 - 46 герц (продолжительность работы не менее 1 секунды);

46 герц (продолжительность работы не менее 1 секунды).

Для генерирующего оборудования, введенного в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, допустимо отклонение от требований настоящего пункта при условии предоставления владельцами генерирующего оборудования в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления заключения завода-изготовителя, содержащего:

технические причины отклонения от указанных требований;

разрешенные диапазоны частот и продолжительность работы в них генерирующего оборудования, которые не меньше фактических диапазонов и продолжительности, зафиксированных на дату вступления в силу настоящих Правил.

В случае если техническими условиями на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям, выданными до вступления в силу настоящих Правил, предусмотрены иные требования к продолжительности работы генерирующего оборудования в указанных диапазонах частоты

электрического тока, чем требования, установленные настоящим пунктом Правил, работа генерирующего оборудования указанного объекта по производству электрической энергии обеспечивается в соответствии с требованиями, предусмотренными техническими условиями.

111. Энергоблоки атомной электростанции с реакторными установками типа ВВЭР ТОИ обеспечивают возможность прохождения в сутки одного планового цикла изменения активной мощности в диапазоне от 100 до 50 процентов номинальной мощности энергоблока и обратно с общим количеством циклов изменения активной мощности до 250 раз в течение одного года. Величина технологического минимума составляет не более 20 процентов номинальной мощности энергоблока.

Энергоблоки атомной электростанции с реакторными установками типа ВВЭР-1200 обеспечивают возможность прохождения в сутки одного планового цикла изменения активной мощности в диапазоне от 100 до 80 процентов номинальной мощности энергоблока и обратно с общим количеством циклов изменения активной мощности до 200 раз в течение одного года. Величина технологического минимума составляет 20 процентов номинальной мощности энергоблока.

Регулировочный диапазон без изменения состава оборудования для вновь вводимых энергоблоков атомных электростанций (кроме энергоблоков ВВЭР-1000 с реакторными установками типа В-320) должен находиться в пределах от 80 до 100 процентов установленной мощности. Технический минимум должен находиться в пределах от 20 до 25 процентов установленной мощности.

112. Работа энергоблоков атомных электростанций, кроме энергоблоков типа РБМК и БН, обеспечивается в регулировочном диапазоне активной мощности с номинальными параметрами нагрузки:

длительно - при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49 - 50,5 герц, включая верхнюю границу диапазона изменения частоты;

кратковременно (с продолжительностью работы, указанной в настоящем пункте) - при изменении частоты электрического тока в следующих диапазонах значений (включая верхнюю границу указанных диапазонов изменения частоты):

50,5 - 51 герц (продолжительность работы не менее 10 секунд);

49 - 48 герц (продолжительность работы не менее 5 минут);

48 - 47 герц (продолжительность работы не менее 40 секунд);

47 - 46 герц (продолжительность работы не менее 1 секунды).

Допустимые режимы работы энергоблоков типа РБМК и БН в зависимости от значений частоты электрического тока, а также продолжительность работы энергоблоков атомных электростанций любого типа при значении частоты электрического тока 46 герц определяются регламентами безопасной эксплуатации энергоблоков атомных электростанций.

113. Энергоблок атомной электростанции должен иметь техническую возможность синхронизироваться с энергосистемой при сниженной частоте до 49 герц.

114. На тепловой электростанции обеспечивается техническая возможность параллельного пооперационного пуска из резерва с учетом технологических параметров тепловых схем не менее 2 энергоблоков из различного теплового состояния, а на тепловой электростанции с общим паропроводом свежего пара для работы турбоагрегатов - пуск из резерва не менее 2 турбоагрегатов, а также необходимого количества энергетических котлов, обеспечивающих несение номинальной нагрузки пускаемыми турбоагрегатами, объединенными общим паропроводом свежего пара.

115. При выделении генераторов тепловых электростанций на собственные нужды или сбалансированную нагрузку действием частотной делительной автоматики должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

116. Скорость изменения нагрузки паросиловых энергоблоков тепловых электростанций, введенных в эксплуатацию после вступления в силу настоящих Правил, во всем регулировочном диапазоне активной мощности составляет:

не менее 1 процента установленной мощности энергоблока в минуту в условиях нормального режима;

не менее 4 процентов установленной мощности энергоблока в минуту в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

117. На тепловых электростанциях обеспечивается создание, хранение и поддержание запасов топлива в соответствии с порядком создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива (в том числе в отопительный сезон), утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

При снижении фактически имеющихся запасов топлива на тепловой электростанции до уровня нормативного неснижаемого запаса топлива владельцем тепловой электростанции принимается решение о переходе тепловой электростанции в режим выживания, при котором работа тепловой электростанции осуществляется с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузками, обеспечивающими:

электроснабжение собственных нужд электростанции;

электроснабжение не резервируемых от внешней электрической сети энергопринимающих установок, присоединенных к шинам главного распределительного устройства электростанции;

поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях электростанции;

снижение тепловой нагрузки потребителей, не имеющих резервирования от других источников тепла, до 70 процентов температурного графика тепловой сети.

118. Паросиловые установки (за исключением паросиловых установок, входящих в состав парогазовых установок), входящие в состав энергосистемы, соответствуют следующим требованиям:

вновь вводимые паровые турбины энергоблоков с установленной мощностью 500 мегаватт и более должны обеспечивать возможность применения импульсной разгрузки по командам противоаварийной автоматики. Для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования скорость импульсной разгрузки должна быть максимальной без выхода технологических параметров генерирующего оборудования за пределы допустимых значений. Необходимость оснащения турбин энергоблоков с установленной мощностью менее 500 мегаватт системой регулирования, допускающей импульсную разгрузку, определяется при проектировании;

нижний предел регулировочного диапазона активной мощности энергоблоков, введенных в эксплуатацию после вступления в силу настоящих Правил, в конденсационном режиме должен быть не более 40 процентов величины установленной мощности для газомазутных энергоблоков и не более 50 процентов величины установленной мощности для пылеугольных энергоблоков.

119. Газотурбинные установки, входящие в состав энергосистемы, соответствуют следующим требованиям:

оборудование газотурбинной установки обеспечивает работу с максимальной нагрузкой при отрицательных температурах,

соответствующих абсолютным минимальным температурам наружного воздуха, определяемым в соответствии с климатическими параметрами, установленными правилами строительной климатологии;

общее время нормального пуска, в том числе повторного, и набора нагрузки стационарной газотурбинной установки, работающей по открытому циклу, а также газотурбинных установок, указанных в абзаце третьем пункта 120 настоящих Правил, до максимальной нагрузки при соответствующих климатических условиях не превышает 20 минут;

допустимая продолжительность работы стационарной газотурбинной установки, для которой основным видом топлива является природный газ, на аварийном топливе составляет:

для вновь строящегося (реконструируемого) генерирующего оборудования - не менее 5 суток подряд единовременно и не менее 8 суток в год суммарно;

для действующего генерирующего оборудования - не менее 3 суток подряд единовременно и не менее 8 суток в год суммарно.

120. Парогазовые установки, входящие в состав энергосистемы, соответствуют следующим требованиям:

в отношении вновь вводимых парогазовых установок обеспечивается возможность привлечения их к покрытию суточной неравномерности графика нагрузки в рамках имеющегося при соответствующих климатических условиях регулировочного диапазона активной мощности, а также возможность останова парогазовой установки в резерв в ночное время продолжительностью до 8 часов;

технологическая схема парогазовых установок (за исключением одновальных), введенных в эксплуатацию после вступления в силу настоящих Правил, а также парогазовых установок, расположенных в частях энергосистемы с высоким риском выделения их на изолированную от Единой энергетической системы России работу (возможность выделения на изолированную работу при единичном нормативном возмущении в нормальной и ремонтной схеме электрической сети), обеспечивает возможность работы с отключенной паровой турбиной или неполным составом газотурбинных установок с единичной установленной мощностью 100 мегаватт и более без ограничения по продолжительности работы в таких режимах, за исключением случаев, когда на основе анализа перспективных электроэнергетических режимов работы энергосистемы, балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы субъектом оперативно-диспетчерского

управления подтверждена возможность останова парогазовой установки на длительный срок;

нижний предел регулировочного диапазона активной мощности вновь построенной (реконструированной) парогазовой установки для нормальных условий при работе паросиловой установки в ее составе в конденсационном режиме составляет не более 50 процентов ее установленной мощности независимо от общего количества газотурбинных установок в составе парогазовой установки. При наличии теплофикационной паросиловой установки в составе парогазовой установки нижний предел регулировочного диапазона активной мощности подлежит уточнению на стадии выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, планирования электроэнергетического режима энергосистемы на предстоящие сутки и периоды в пределах суток исходя из предполагаемых объемов отпуска тепла;

величина технического минимума парогазовой установки, достигаемого в том числе путем отключения газотурбинных установок (при наличии более 2 газотурбинных установок в составе парогазовой установки), должна не превышать величины технического минимума утилизационных парогазовых установок, приведенные в приложении № 3;

скорость изменения нагрузки вновь построенной (реконструированной) парогазовой установки в пределах регулировочного диапазона активной мощности должна быть не менее 5 процентов величины ее номинальной мощности в минуту;

нижний предел регулировочного диапазона активной мощности паросиловой части парогазовой установки, в которой выхлопные газы газотурбинной установки направляются в воздушный тракт парового котла (далее - сбросная парогазовая установка), не должен превышать 50 процентов величины номинальной мощности такой парогазовой установки.

121. Гидроагрегаты электростанций, входящих в состав энергосистемы, должны соответствовать следующим требованиям:

а) эксплуатация гидроагрегатов, участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, в режимах, допустимых по условиям безопасной их эксплуатации и определенных в соответствии с подпунктом "д" настоящего пункта;

б) обеспечение блокировки управления активной мощностью гидроагрегата от группового регулятора активной мощности

гидроэлектростанции путем автоматического или ручного отключения гидроагрегата от управления группового регулятора активной мощности из-за срабатывания технологических защит гидроагрегата при выходе параметров эксплуатации гидроагрегата (в том числе вибрационных, тепловых) за допустимые пределы;

в) обеспечение системой автоматического управления гидроагрегата:

регулирования мощности гидроагрегата от нуля до максимального значения со статизмом по частоте (участие в первичном регулировании частоты) как при индивидуальном, так и при групповом регулировании;

автоматического ограничения максимальной мощности в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике гидроагрегата или в соответствии с установленным технологическим ограничением;

возможности оперативного задания активной мощности персоналом гидроэлектростанции или автоматически (от группового регулятора активной мощности);

г) включение гидроагрегата в групповое регулирование от группового регулятора активной мощности вне зависимости от используемого алгоритма распределения группового задания производится безударно, то есть включению предшествует набор мощности, соответствующий групповому заданию гидроагрегата;

д) задание величины регулировочного диапазона активной мощности гидроагрегата, зоны нерекомендованной и ограниченной работы гидроагрегата по результатам натурных испытаний заводом-изготовителем гидротурбинного оборудования при сдаче гидроагрегата в эксплуатацию или персоналом гидроэлектростанции по согласованию с заводом-изготовителем гидротурбинного оборудования - для гидроагрегата, находящегося в эксплуатации. Время нахождения гидроагрегата в зоне ограниченной работы и число циклов прохождения через зону нерекомендованной работы определяется заводом-изготовителем;

е) обеспечение гидроагрегатом изменения мощности на загрузку или разгрузку в пределах регулировочного диапазона активной мощности гидроагрегата со скоростью вплоть до максимальной при вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности без ограничения количества циклов загрузки и разгрузки;

ж) обеспечение при эксплуатации генерирующего оборудования гидроэлектростанции системой автоматического управления и регулирования гидроэлектростанции:

автоматического и ручного пуска и останова гидроагрегатов;

автоматического аварийного останова гидроагрегатов;

устойчивой работы на всех режимах с автоматическим изменением и поддержанием регулируемых параметров;

автоматического перевода гидроагрегатов из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно, если заводом-изготовителем предусмотрена работа гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора;

автоматического перевода гидроагрегатов гидроаккумулирующих электростанций из генераторного режима в насосный режим и обратно (перевод из насосного режима в режим синхронного компенсатора);

участия в регулировании частоты в энергосистеме.

122. Генераторы электростанций, входящих в состав энергосистемы (за исключением ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей), должны соответствовать следующим требованиям:

осуществление ввода в эксплуатацию генераторов осуществляется на основном возбуждении. Переводы с основного возбуждения на резервное и обратно выполняются без отключения генераторов от электрической сети. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения генераторов должны соответствовать требованиям раздела VII настоящих Правил;

обеспечение автоматического ограничения минимального тока возбуждения для предотвращения нарушения устойчивой работы генераторов установленной мощностью 25 мегаватт и более в режиме недовозбуждения.

123. Ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули или их группы, работающие в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 киловольт и выше, обеспечивают возможность разгрузки по активной мощности в пределах регулировочного диапазона со скоростью не менее 10 процентов в минуту от номинальной мощности ветроэнергетической установки, фотоэлектрического солнечного модуля или их группы.

Входящие в состав энергосистемы ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули или их группы, работающие в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 киловольт и выше, обеспечивают возможность реализации управляющего воздействия

противоаварийной автоматики на снижение объема выдачи мощности и (или) отключение генерирующего оборудования.

124. Номинальное напряжение электрической сети и наибольшее рабочее напряжение электрической сети должны соответствовать значениям согласно приложению № 4.

Оборудование, присоединяемое к электрической сети определенного класса напряжения, должно иметь наибольшее рабочее напряжение не менее наибольшего рабочего напряжения, предусмотренного приложением № 4 к настоящим Правилам для указанной электрической сети.

125. Технические характеристики электрических шин и ошиновки распределительного устройства, измерительных трансформаторов и других электросетевых элементов объекта электроэнергетики не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки любых присоединенных к распределительному устройству линий электропередачи, автотрансформаторов (трансформаторов) и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности.

126. Автотрансформаторы и маслонаполненные трансформаторы с высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должны допускать длительную перегрузку по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на этом ответвлении не превышает номинального.

Автотрансформаторы (трансформаторы) допускают аварийную перегрузку в размере и продолжительностью, определяемыми в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, но не менее 50 процентов в течение 20 минут.

127. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов) с высшим классом напряжения 220 киловольт и выше (за исключением блочных автотрансформаторов (трансформаторов) электростанций и резервных трансформаторов собственных нужд электростанций) должны быть в постоянной готовности к работе в автоматическом режиме.

Необходимость работы в автоматическом режиме устройств регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов), установленных на распределительных устройствах классом напряжения 220 киловольт и выше атомных электростанций,

а также сроки обеспечения технической возможности работы в автоматическом режиме существующих устройств регулирования напряжения под нагрузкой, установленных на указанных автотрансформаторах (трансформаторах), введенных в эксплуатацию до 1 января 2018 г., определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления по согласованию с владельцем атомных электростанций.

128. Технические характеристики трансформаторов тока и подключенных к ним устройств релейной защиты в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств релейной защиты при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока.

129. Все выключатели, устанавливаемые на объектах электроэнергетики в составе энергосистемы, выбираются в соответствующем климатическом исполнении и учитывают местные температурные режимы.

130. Все воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи) классом напряжения 110 киловольт и выше, в том числе оснащенные грозозащитными тросами, отнесенные к IV и выше гололедному району, проектируются с учетом значений параметров гололедной нагрузки.

Необходимость оснащения устройствами плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) классом напряжения 110 киловольт и выше, в том числе оснащенных грозозащитными тросами, не отнесенных к IV и выше гололедному району, определяется владельцами таких линий электропередачи на основе статистики отключений воздушных линий электропередачи за максимально возможный период в рассматриваемом районе по причине гололедообразования, конструктивных параметров воздушной линии электропередачи или воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи (длина, габариты, механическая прочность проводов и опор, марки грозозащитных тросов и проводов), а также данных наблюдений гололедообразования на воздушных линиях электропередачи в рассматриваемом районе за максимально возможный период.

131. Организация и проведение плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи), в том числе разработка и согласование инструкций по плавке гололеда, определение схем и методов плавки гололеда, проведение мероприятий по подготовке

схем плавки гололеда и проведению пробных плавок, разработка и согласование программ плавки гололеда, организация контроля за гололедообразованием, осуществляются в соответствии с требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Решение о необходимости проведения плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) принимается эксплуатирующей их сетевой организацией (иным владельцем линий электропередачи).

132. Оборудование объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства по своим техническим характеристикам должно соответствовать уровням токов короткого замыкания.

Токи короткого замыкания должны отключаться в течение минимально возможного срока, определяемого исходя из необходимости обеспечения термической и электродинамической стойкости оборудования, а также динамической устойчивости генераторов электрических станций и двигательной нагрузки потребителей с учетом действия противоаварийной и сетевой автоматики.

Владельцы объектов электроэнергетики обязаны:

проводить расчеты токов короткого замыкания и осуществлять проверку соответствия принадлежащего им на праве собственности или ином законном основании оборудования уровням токов короткого замыкания;

обеспечивать реализацию мероприятий по ограничению токов короткого замыкания и (или) замене необходимого оборудования в случае несоответствия его параметров уровням токов короткого замыкания в сроки, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления в части мероприятий по оборудованию, относящемуся к объектам диспетчеризации.

До выполнения указанных мероприятий субъектом оперативно-диспетчерского управления и владельцами объектов электроэнергетики выполняются мероприятия схемного и режимного характера (в том числе с вынужденным снижением надежности электроснабжения потребителей) по ограничению токов короткого замыкания, в том числе вынужденное деление электрической сети, ограничение состава включенного

генерирующего оборудования, изменение режима заземления нейтралей автотрансформаторов (трансформаторов).

Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

В случае если необходимость выполнения указанных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания и (или) замене необходимого оборудования на объекте электроэнергетики обусловлена технологическим присоединением объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок другого лица к электрическим сетям сетевой организации и определена в технических условиях на технологическое присоединение, реализация таких мероприятий осуществляется в порядке, установленном Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям" (далее - Правила технологического присоединения к электрическим сетям).

133. В целях выполнения требований пункта 132 настоящих Правил владельцы объектов электроэнергетики независимо от класса напряжения таких объектов обмениваются между собой информацией о технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования электростанций и электрических сетей, результатами выполненных ими расчетов токов короткого замыкания и иной технологической информацией, необходимой для выполнения расчетов токов короткого замыкания, а также предоставляют информацию о технических параметрах

и характеристиках линий электропередачи и оборудования электростанций и электрических сетей субъекту оперативно-диспетчерского управления.

Субъект оперативно-диспетчерского управления при изменении величины токов короткого замыкания для линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 киловольт и выше, являющихся объектами диспетчеризации, обусловленном вводом в эксплуатацию (выводом из эксплуатации) относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, а также по запросам владельцев объектов электроэнергетики, линии электропередачи и оборудование которых относятся к объектам диспетчеризации (но не чаще одного раза в год), в течение 15 дней со дня получения запроса предоставляет им результаты расчета токов короткого замыкания при трехфазном и однофазном коротких замыканиях на сборных шинах напряжением 110 киловольт и выше.

134. В отношении находящихся в составе энергосистемы линий электропередачи, подстанций и электростанций, входящих в их состав оборудования и устройств, на праве собственности или ином законном основании принадлежащих потребителям электрической энергии, выполняются требования настоящих Правил, установленные в отношении объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств.

135. Функционирование электроустановок потребителей электрической энергии не должно приводить к нарушению обязательных требований к качеству электрической энергии в точке технологического присоединения к электрической сети по уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений.

Потребители электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющие выпрямительными установками, электросварочными электроустановками, дуговыми электропечами, установками высокой частоты или иными электроустановками специального назначения, которые в процессе эксплуатации могут привести к нарушению установленных требований к качеству электрической энергии в точке технологического присоединения электроустановок этого потребителя к электрической сети, реализуют комплекс технических мероприятий, обеспечивающий режим работы электроустановки в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 "Об утверждении Правил

недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям", и правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии, утвержденных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

136. Напряжение в точке технологического присоединения к электрической сети электроустановок потребителя электрической энергии может длительно изменяться в диапазоне нормально допустимых (±5 процентов) и предельно допустимых значений (±10 процентов) от номинального фазного напряжения. При этом не менее 95 процентов значений напряжения, измеренного непрерывно в течение 24 часов, должны находиться в диапазоне нормально допустимых значений.

137. Потребитель электрической энергии, энергопринимающие устройства которого функционируют в составе энергосистемы, обязан соблюдать значения соотношения активной и реактивной мощности, установленные для его энергопринимающих устройств в соответствии с порядком расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

138. Владельцы объектов электроэнергетики обязаны организовать и осуществлять:

эксплуатацию принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании линий электропередачи, оборудования, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, обеспечивающую их надежную работу в течение всего жизненного цикла, в том числе в гололедный и грозовой периоды, период экстремально высоких температур и при прохождении паводка, в соответствии с правилами

технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

проведение ремонта и технического обслуживания, обеспечивающих поддержание линий электропередачи, оборудования, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, зданий и сооружений объектов электроэнергетики в исправном и работоспособном состоянии, в соответствии с правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики и правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

определение фактического технического состояния основного и вспомогательного оборудования объектов электроэнергетики и его изменения с использованием технических средств контроля, позволяющих получить достоверные результаты, или диагностирования показателей (параметров) технического состояния, а также по результатам визуальных осмотров (с установленной периодичностью) методами и в объемах в соответствии с требованиями нормативной технической документации и рекомендациями (инструкциями) организаций-изготовителей оборудования (далее - контроль технического состояния). При этом фактическое техническое состояние основного оборудования определяется в соответствии с положениями методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401 "О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей";

проведение технического освидетельствования и продление срока эксплуатации линий электропередачи, оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики в соответствии с правилами проведения технического освидетельствования оборудования, зданий

и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

продление срока службы комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

расследование причин аварий на объектах электроэнергетики, а также разработку и реализацию противоаварийных мероприятий в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. № 846 "Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике".

139. Каждый объект электроэнергетики обеспечивается необходимой технической документацией в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Все изменения технических параметров и характеристик линий электропередачи, оборудования, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, выполненные в процессе эксплуатации объекта электроэнергетики, вносятся в паспорта, инструкции, схемы и чертежи.

VII. Релейная защита и автоматика в энергосистеме

140. Для обеспечения надежности и живучести энергосистемы и предотвращения повреждения линий электропередачи и оборудования все линии электропередачи, оборудование объектов электроэнергетики, энергопринимающие установки, входящие в состав энергосистемы, независимо от их класса напряжения оснащаются устройствами релейной защиты и автоматики.

Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 киловольт и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, а также требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе

энергосистемы утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти с учетом положений настоящего раздела.

141. Линии электропередачи, оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающие установки, входящие в состав энергосистемы, независимо от их класса напряжения находятся в работе и опробуются напряжением только с включенными устройствами релейной защиты и автоматики от всех видов повреждений.

142. Функционирование устройств релейной защиты и автоматики при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы.

143. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики и микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.

144. Обеспечивается функциональное и (или) аппаратное резервирование функций релейной защиты и противоаварийной автоматики.

145. Быстродействие релейной защиты при отключении коротких замыканий должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении коротких замыканий и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.

146. Устройства релейной защиты обеспечивают селективное отключение только поврежденной линии электропередачи или оборудования. В случае отказа в отключении поврежденных линии электропередачи или оборудования по любой причине устройства релейной защиты обеспечивают отключение смежных неповрежденных линий электропередачи или оборудования, через которые осуществляется подпитка места повреждения токами короткого замыкания.

147. Устройства релейной защиты (независимо от класса напряжения объектов электроэнергетики, на которых они установлены) обладают требуемой чувствительностью при всех видах коротких замыканий в защищаемой зоне при различных схемно-режимных ситуациях.

148. Технологически связанные по принципу своего действия устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики обеспечивают полную функциональную совместимость.

149. На каждой линии электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше устанавливаются не менее чем 2 устройства релейной защиты. Каждое устройство релейной защиты реализует функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

150. Предусматривается возможность действия резервных защит, установленных на одном элементе энергосистемы, при коротких замыканиях на смежных элементах энергосистемы, если на указанных смежных элементах отказали устройства релейной защиты (далее - дальнее резервирование). В случаях, если невозможно обеспечить дальнее резервирование из-за недостаточной чувствительности защит к короткому замыканию на смежных элементах энергосистемы, на указанных элементах обеспечивается ближнее резервирование путем установки дополнительной защиты, действующей при отказе (выводе из работы) защит соответствующего элемента энергосистемы.

При невозможности обеспечить дальнее резервирование линий электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше из-за недостаточной чувствительности защит к короткому замыканию на них на указанных линиях электропередачи дополнительно к устройствам релейной защиты, указанным в пункте 149 настоящих Правил, устанавливается 3-е устройство релейной защиты, обеспечивающее ближнее резервирование функций релейной защиты.

151. Для каждого выключателя напряжением 110 киловольт и выше и выключателей генераторов, установленных на генераторном напряжении 6 киловольт и выше, предусматривается резервирование отказа выключателя.

152. Противоаварийная автоматика, применяемая в энергосистеме, обеспечивает выполнение следующих функций противоаварийного управления:

предотвращение нарушения устойчивости;

ликвидация асинхронных режимов;

ограничение снижения или повышения частоты;

ограничение снижения или повышения напряжения;

предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

153. Допускается подключение под действие противоаварийной автоматики энергопринимающих установок потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения независимо от уровня напряжения и мощности таких установок.

154. Владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают проверку комплексов и устройств противоаварийной автоматики, устанавливаемых на принадлежащих им объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, на заданную функциональность в порядке, установленном правилами технического обслуживания комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

155. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов управляющих воздействий на одном и том же оборудовании реализуется команда противоаварийной автоматики.

156. Функция предотвращения нарушения устойчивости выполняется противоаварийной автоматикой, организованной по иерархическому принципу и состоящей из одного или нескольких следующих уровней:

уровень объединенной или территориальной энергосистемы - централизованная система противоаварийной автоматики;

уровень объектов электроэнергетики - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

Централизованная система противоаварийной автоматики используется для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования путем циклического расчета в программно-технических комплексах управляющих воздействий в зависимости от актуального состояния энергосистемы и передачи их в устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемые на объектах электроэнергетики. Программно-технические комплексы централизованной системы противоаварийной автоматики устанавливаются только в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости используется для предотвращения нарушения статической устойчивости и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости устанавливаются на объектах

электроэнергетики и предусматривают возможность работы в автономном режиме и (или) в качестве низового устройства централизованной системы противоаварийной автоматики.

Между каждым из низовых устройств централизованной системы противоаварийной автоматики и программно-техническим комплексом верхнего уровня централизованной системы противоаварийной автоматики организуются каналы связи в соответствии с требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Требования к построению централизованной системы противоаварийной автоматики, входящим в нее программно-техническим комплексам, устройствам локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, их функционированию определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.

157. Автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматика ограничения снижения частоты, автоматика ограничения повышения частоты, автоматика ограничения снижения напряжения, автоматика ограничения повышения напряжения, автоматика ограничения перегрузки оборудования выполняются в виде локальной противоаварийной автоматики.

158. Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве функции локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистемы, и с функциями релейной защиты.

В случаях, предусмотренных требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 киловольт и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, не допускается применение одного устройства релейной защиты и автоматики для осуществления функций релейной защиты совместно с иными функциями противоаварийной автоматики.

159. Режимная автоматика, применяемая в энергосистеме, обеспечивает выполнение следующих функций автоматического режимного управления:

регулирование частоты;

регулирование перетоков активной мощности;

регулирование напряжения и реактивной мощности.

160. Все генерирующее оборудование, за исключением энергоблоков атомных электростанций с реакторными установками типа РБМК и БН, участвует в общем первичном регулировании частоты с характеристиками и настройками, установленными для общего первичного регулирования частоты.

Допустимо неучастие в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа Р, введенного в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, при условии оформленного владельцем этого генерирующего оборудования решения об отсутствии технической возможности участия в общем первичном регулировании частоты, согласованного с соответствующим диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в порядке, установленном требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Ветроэнергетические установки и фотоэлектрические солнечные модули или их группы, работающие в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 киловольт и выше, участвуют в общем первичном регулировании частоты путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования генерирующего оборудования и (или) преобразователей постоянного тока либо путем отключения части генерирующего оборудования ветровой (солнечной) электростанции.

Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти с учетом положений настоящих Правил. Указанные требования в том числе содержат порядок подтверждения выполнения владельцами объектов электроэнергетики требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты.

161. При первичном регулировании частоты технологической автоматикой генерирующего оборудования (за исключением ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей) в пределах регулировочного диапазона активной мощности обеспечивается поддержание значения первичной мощности, определяемого действием регулятора частоты вращения турбины.

Совокупность основного оборудования и вспомогательного оборудования электростанции, его технологическая автоматика и режимы работы обеспечивают гарантированное участие генерирующего оборудования электростанции в общем первичном регулировании частоты в пределах регулировочного диапазона активной мощности при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 процентов (и менее) номинальной мощности генерирующего оборудования.

Реализация генерирующим оборудованием (в том числе ветроэнергетическими установками и фотоэлектрическими солнечными модулями или их группами, работающими в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или через одно распределительное устройство напряжением 10 киловольт и выше) первичной мощности величиной более 10 процентов номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона активной мощности обеспечивается с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.

162. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности используется для обеспечения в энергосистеме требуемых параметров частоты и перетоков мощности, установленных разделом II настоящих Правил, снижения времени ликвидации возникающих небалансов мощности в области регулирования.

Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе России организуется по иерархическому принципу и включает в себя один или несколько из следующих уровней:

центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности уровня Единой энергетической системы России;

централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности уровня объединенных энергосистем;

централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности уровня территориальных энергосистем.

163. В состав центральной координирующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности входят:

управляющие вычислительные комплексы, устанавливаемые в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления;

устройства автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, устанавливаемые на электростанциях, подключенных к центральной координирующей системе автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

специально организованные каналы связи для взаимодействия управляющих вычислительных комплексов и указанных станционных устройств автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

Требования к построению центральной координирующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, входящим в указанные системы управляющим вычислительным комплексам и станционным устройствам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, их функционированию определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Каналы связи для взаимодействия управляющих вычислительных комплексов и станционных устройств автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности должны соответствовать требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

164. При использовании гидроагрегатов в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности соблюдаются требования, установленные разделом VI настоящих Правил.

165. Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности используется для поддержания уровней напряжения на объектах электроэнергетики и у потребителей в диапазоне допустимых значений и обеспечения требований к устойчивости энергосистем и устойчивости нагрузки потребителей и выполняется в виде локальной автоматики.

166. Генераторы (за исключением ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей) и синхронные компенсаторы оборудуются автоматическими регуляторами возбуждения.

Автоматические регуляторы возбуждения обеспечивают поддержание напряжения на выводах генератора или на шинах распределительного устройства электростанции с заданным статизмом.

В системах возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов реализуется функция релейной форсировки возбуждения.

На генераторах мощностью 60 мегаватт и более и синхронных компенсаторах мощностью 100 мегавар и более устанавливаются быстродействующие системы возбуждения с автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия с кратностью форсировки не менее 2.

Системы возбуждения генераторов мощностью 60 мегаватт и более, а также системы возбуждения генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в своем составе автоматические регуляторы возбуждения сильного действия, должны соответствовать требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденным уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

167. Управляемые устройства компенсации реактивной мощности (статические тиристорные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности, объединенные регуляторы потоков мощности) оснащаются автоматическими регуляторами напряжения и реактивной мощности.

Алгоритмы и настройки регуляторов управляемых устройств компенсации реактивной мощности обеспечивают (в диапазоне располагаемой реактивной мощности устройств компенсации) устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима (напряжение, реактивная мощность) при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.

168. В энергосистеме осуществляется регистрация аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (независимых устройств и функций, реализуемых в терминалах релейной защиты и автоматики в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики), а также устройств системы мониторинга переходных режимов.

Автономные регистраторы аварийных событий устанавливаются на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения

110 киловольт и выше, за исключением объектов электроэнергетики высшим классом напряжения 110 киловольт, не оборудованных выключателями на стороне напряжением 110 киловольт, а также объектов электроэнергетики высшим классом напряжения 110 киловольт, присоединенных к энергосистеме по линиям электропередачи классом напряжения 110 киловольт с односторонним питанием.

169. Эксплуатация комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме осуществляется с соблюдением требований, установленных пунктами 170 - 175 настоящих Правил.

170. В отношении всех комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики независимо от класса напряжения объектов электроэнергетики, на которых они установлены, обеспечивается (с соблюдением требований настоящего раздела) выполнение комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию релейной защиты и автоматики в режиме постоянной готовности к использованию по назначению, включающего:

оперативное обслуживание комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики;

техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики и функционально связанных с ними вторичных цепей и иного вторичного оборудования (далее - техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики);

расчет, выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, а также их реализацию на объектах электроэнергетики.

171. Оперативное обслуживание комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется их владельцами с учетом распределения комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики по способу диспетчерского (технологического) управления и диспетчерского (технологического) ведения и в соответствии с требованиями, установленными диспетчерскими центрами в утверждаемых ими инструкциях по обслуживанию комплексов и устройств релейной защиты и автоматики.

При оперативном обслуживании комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики диспетчерский

персонал диспетчерского центра (оперативный персонал центра управления сетями), в диспетчерском (технологическом) управлении или диспетчерском (технологическом) ведении которого находятся комплексы релейной защиты и автоматики и устройства релейной защиты и автоматики, осуществляет контроль соответствия режима работы и эксплуатационного состояния комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики схемам первичных соединений объектов электроэнергетики и технологическим режимам работы линий электропередачи и оборудования.

Оперативный персонал объекта электроэнергетики осуществляет контроль соответствия эксплуатационного состояния устройств релейной защиты и автоматики схемам первичных соединений объекта электроэнергетики, фиксирует факты срабатывания устройств релейной защиты и автоматики и передает необходимую информацию персоналу, в диспетчерском (технологическом) управлении или диспетчерском (технологическом) ведении которого находятся соответствующие комплексы релейной защиты и автоматики и устройства релейной защиты и автоматики.

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики выполняются персоналом, прошедшим обучение, проверку знаний и получившим допуск к самостоятельной работе на соответствующих устройствах релейной защиты и автоматики.

172. Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики проводится в соответствии с графиками технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, формируемыми и утверждаемыми в соответствии с требованиями раздела IV настоящих Правил.

При выборе вида организации технического обслуживания, определении периодичности проведения, планировании и осуществлении технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики владельцы объектов электроэнергетики обязаны соблюдать правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Работы по техническому обслуживанию устройства релейной защиты и автоматики выполняются только при наличии у обслуживающего персонала рабочей программы вывода из работы (ввода в работу) устройства релейной защиты и автоматики (для сложных

устройств релейной защиты и автоматики), исполнительных схем устройства релейной защиты и автоматики, протокола проверки устройства релейной защиты и автоматики, а также параметров настройки (уставок) устройства релейной защиты и автоматики.

173. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, владельцы объектов электроэнергетики обеспечивают расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с распределением функций, установленным правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Распределение функций по выполнению расчетов, выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики между диспетчерскими центрами и владельцами объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, устанавливается утверждаемыми диспетчерскими центрами перечнями устройств релейной защиты и автоматики, для которых диспетчерские центры выполняют указанные функции.

В случае если для выполнения диспетчерским центром функций по расчету, выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики требуется согласование соответствующих параметров настройки (уставок) с параметрами настройки (уставками) устройств релейной защиты и автоматики, выбираемыми владельцами объектов электроэнергетики, диспетчерский центр также включает эти параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты и автоматики в указанный перечень. Согласование диспетчерскими центрами параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики, расчет и выбор которых проводятся владельцами объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется в соответствии с правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты

и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Указанные правила определяют требования к заданиям диспетчерских центров и заданиям владельцев объектов электроэнергетики по настройке устройств релейной защиты и автоматики, составу, порядку и срокам представления документов и информации, необходимых для расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики, порядку выполнения заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики на объектах электроэнергетики, порядку и срокам представления отчетов о выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики и иной документации по устройствам релейной защиты и автоматики в диспетчерские центры, наличию и хранению документации по релейной защите и автоматике диспетчерскими центрами и владельцами объектов электроэнергетики.

В случае если на дату вступления в силу настоящих Правил функции по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, возложенные на владельцев объектов электроэнергетики, или их часть выполняются субъектом оперативно-диспетчерского управления, владелец соответствующего объекта электроэнергетики обязан разработать и согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления план-график мероприятий по обеспечению его готовности к приемке и самостоятельному выполнению указанных функций и обеспечить выполнение указанного плана-графика в установленные им сроки, но не позднее 24 календарных месяцев со дня вступления в силу настоящих Правил.

174. Реализация параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования в комплексах релейной защиты и автоматики и устройствах релейной защиты и автоматики независимо от класса напряжения объектов электроэнергетики, на которых они установлены, осуществляется по заданию диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления или иного субъекта электроэнергетики, осуществляющего в соответствии с установленным распределением функций расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики (далее - задание по настройке устройства релейной защиты и автоматики).

Владельцы объектов электроэнергетики, получившие задания по настройке устройств релейной защиты и автоматики, обязаны выполнить указанные задания в установленные в этих заданиях сроки.

Выполнение задания диспетчерского центра по настройке устройства релейной защиты и автоматики на объекте электроэнергетики осуществляется на основании задания владельца этого объекта электроэнергетики по настройке устройства релейной защиты и автоматики, содержащего в том числе параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, заданные диспетчерским центром в соответствии с абзацем первым настоящего пункта.

В отношении комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, функции по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняются субъектом оперативно-диспетчерского управления, владельцы объектов электроэнергетики обязаны представить в диспетчерские центры документы и информацию, необходимые для расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

О выполнении задания по настройке релейной защиты и автоматики владельцы объектов электроэнергетики обязаны в письменной форме уведомить субъекта оперативно-диспетчерского управления или иного субъекта электроэнергетики, выдавшего соответствующее задание, и представить ему исполнительные схемы устройств релейной защиты и автоматики, а в отношении микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики - также файлы параметрирования, содержащие данные о настройке указанных устройств релейной защиты и автоматики.

175. Субъекты оперативно-диспетчерского управления и владельцы объектов электроэнергетики независимо от их класса напряжения обязаны осуществлять технический учет комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики и реализованных в них функций релейной защиты и автоматики, проводить анализ функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики и разрабатывать мероприятия по повышению надежности их работы и устранению причин неправильного функционирования релейной защиты и автоматики в соответствии с правилами технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Владельцы объектов электроэнергетики направляют результаты технического учета, анализа функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики линий электропередачи и оборудования напряжением 110 киловольт и выше, относящихся к объектам диспетчеризации, а также сведения о работе комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с формами, в сроки и порядке, которые установлены правилами технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

На основании результатов технического учета и анализа функционирования принадлежащих им комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики владельцы объектов электроэнергетики разрабатывают и реализуют мероприятия по устранению причин неправильной работы устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики и реализованных в них функций релейной защиты и автоматики на принадлежащих им объектах электроэнергетики.

Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления на основании анализа работы комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, вправе выдать владельцам объектов электроэнергетики задания, которые являются для них обязательными, по устранению причин неправильного функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, изменению параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики. Порядок выдачи и выполнения указанных заданий определяется правилами технического учета и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

176. Создание (модернизация) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме осуществляется:

при технологическом присоединении объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок к электрическим сетям;

при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения;

по заданиям диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления, выдаваемым в случаях, указанных в пункте 178 настоящих Правил.

Создание (модернизация) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме осуществляется с соблюдением требований, установленных пунктами 177 - 181 настоящих Правил.

177. В случае если в рамках реализации мероприятий по технологическому присоединению объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки к электрическим сетям, строительства (реконструкции) объекта электроэнергетики, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам (далее - смежные объекты электроэнергетики), сетевая организация, владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики и владельцы смежных объектов электроэнергетики урегулируют между собой отношения по выполнению работ по созданию (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики на принадлежащих им объектах.

При этом сетевая организация, владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики обязаны разработать и согласовать техническое задание на разработку проектной документации, проектную документацию на создание (модернизацию) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики и сроки выполнения работ по созданию (модернизации) релейной защиты и автоматики на смежных объектах с владельцами смежных объектов электроэнергетики, а в случаях, определенных в соответствии с пунктом 180 настоящих Правил, также с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Сетевая организация, владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики, владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики на основании проектной документации по релейной защите и автоматике разработать и в случаях, определенных в соответствии с пунктом 180 настоящих Правил, согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления рабочую

документацию по релейной защите и автоматике, а также обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в согласованные сроки, но не позднее чем за 2 месяца до ввода объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) в работу в составе энергосистемы.

До начала разработки рабочей документации по релейной защите и автоматике для функционально связанных устройств релейной защиты и автоматики, устанавливаемых на смежных объектах электроэнергетики, владельцы этих объектов электроэнергетики определяют и согласовывают между собой конкретные типы и состав устройств релейной защиты и автоматики. Состав комплекса релейной защиты и автоматики линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики, которые относятся (будут относиться) к объектам диспетчеризации, согласуется с диспетчерским центром.

178. В случае если создание (модернизация) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики требуется для обеспечения функционирования релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики в актуальных или прогнозируемых на период до 5 лет включительно электроэнергетических режимах энергосистемы в соответствии с требованиями настоящих Правил или иных нормативных правовых актов Российской Федерации, регулирующих отношения в сфере электроэнергетики, диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления вправе выдать распоряжение, содержащее задание на создание (модернизацию) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики (далее - задание на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики) и сроки его выполнения, являющееся обязательным для исполнения владельцами объектов электроэнергетики и потребителями, участвующими в противоаварийном управлении.

В указанном случае диспетчерский центр вправе разработать техническую документацию на создание (модернизацию) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме и направить ее для исполнения соответствующим владельцам объектов электроэнергетики и потребителям, участвующим в противоаварийном управлении, в качестве задания на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики.

Указываемый в задании на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики срок его выполнения определяется диспетчерским центром с учетом угрозы наступления последствий, связанных с невыполнением требований к функционированию комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, но не должен составлять менее 30 календарных дней со дня выдачи задания на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики.

При получении от диспетчерского центра задания на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики владелец объекта электроэнергетики или потребитель, участвующий в противоаварийном управлении, осуществляет разработку технического задания на разработку проектной документации, проектной и рабочей документации по релейной защите и автоматике (в случае одностадийного проектирования - разработку рабочей документации по релейной защите и автоматике) для принадлежащего ему объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки), согласование указанной документации и сроков выполнения работ (в пределах срока, установленного в задании на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики) с владельцами смежных объектов электроэнергетики и субъектом оперативно-диспетчерского управления в случаях, определенных в соответствии с пунктом 180 настоящих Правил, и выполняет реализацию проектных решений по созданию (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики.

Владельцы объектов электроэнергетики и потребители, участвующие в противоаварийном управлении, получившие от диспетчерского центра задания на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики, предоставляют ему информацию об их фактическом исполнении в установленных диспетчерским центром формах и установленные сроки.

Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации по релейной защите и автоматике и реализации проектов создания (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики по заданиям диспетчерских центров, учитываются соответствующими владельцами объектов электроэнергетики при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда такие расходы несет системный оператор в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги

по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 117 "О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности".

179. Владельцы строящихся (реконструируемых) объектов электроэнергетики и объектов электроэнергетики, на которых осуществляется создание (модернизация) комплексов релейной защиты и автоматики или устройств релейной защиты и автоматики, обязаны предоставить в соответствующий диспетчерский центр на согласование рабочую документацию по комплексам релейной защиты и автоматики и устройствам релейной защиты и автоматики, которые будут отнесены к объектам диспетчеризации.

180. Порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики между собой и с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления при создании (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики в случаях, указанных в пунктах 176 - 179 настоящих Правил, в том числе требования к разработке, основания, порядок и сроки согласования технического задания, проектной и рабочей документации на создание (модернизацию) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики и сроков выполнения работ с владельцами смежных объектов электроэнергетики и субъектом оперативно-диспетчерского управления, определяются правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

181. При создании (модернизации) комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики владельцы объектов электроэнергетики, в отношении устройств релейной защиты и автоматики которых расчет и выбор или согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования осуществляется диспетчерским центром, обязаны представить в диспетчерский центр информацию и документы, необходимые для расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов

релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, а также для подготовки оперативной и инструктивной документации по комплексам релейной защиты и автоматики и устройствам релейной защиты и автоматики, отнесенным к объектам диспетчеризации диспетчерского центра, в соответствии с пунктом 174 настоящих Правил и правилами предоставления информации.

Настройка вновь вводимых (модернизированных) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики осуществляется в порядке, установленном пунктом 174 настоящих Правил.

VIII. Общие требования к планированию (проектированию) развития энергосистемы, входящих в нее объектов и вводу новых (реконструированных) объектов в работу в составе энергосистемы

182. Разработка документов перспективного развития электроэнергетики осуществляется в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (далее - Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики).

При разработке документов перспективного развития электроэнергетики, разработке балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период, определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям соблюдаются требования к планированию развития энергосистемы, установленные настоящими Правилами и разработанными в соответствии с ними методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

183. При планировании развития электрических сетей, определении основных характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования объектов электроэнергетики, разработке технических условий, проектной и рабочей документации на строительство (реконструкцию) объектов электроэнергетики, технологическое присоединение объектов электроэнергетики

и энергопринимающих установок к электрическим сетям наряду с положениями настоящего раздела Правил должны соблюдаться:

положения разделов II, III, VI и VII настоящих Правил;

требования, установленные методическими указаниями по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 - 750 киловольт, методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 киловольт, методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, методическими указаниями по технологическому проектированию тепловых электростанций, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Указанные в абзаце третьем настоящего пункта методические указания по технологическому проектированию должны содержать требования к определению при разработке проектной документации технических и технологических решений, обеспечивающих возможность использования проектируемых объектов электроэнергетики по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе энергосистемы, в том числе решений по составу и выбору оборудования, его компоновке, определению электрических схем, оснащению объекта системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, обеспечению работоспособности, надежности и живучести объекта электроэнергетики.

184. Разработка балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период осуществляется в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти с соблюдением требований пунктов 185 и 186 настоящих Правил.

185. Балансы мощности на перспективный период разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - на час собственного максимума

потребления) в декабре для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 предшествующих осенне-зимних периодов.

Для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления, дополнительно разрабатываются среднесрочные балансы мощности на час собственного максимума потребления в летний период для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значение среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы в летний период за 10 предшествующих лет.

186. При разработке балансов электрической энергии и балансов мощности на перспективный период:

величина прогнозного потребления электрической энергии и мощности по каждой территориальной энергосистеме определяется в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, с учетом технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям и Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;

показатели выработки электрической энергии гидроэлектростанций определяются с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине годовой выработки электрической энергии (при отсутствии данных - по проектной среднемноголетней выработке электрической энергии), а для строящихся гидроэлектростанций - в соответствии с проектными данными с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов и диспетчерских графиков наполнения водохранилищ;

показатели выработки электрической энергии атомных электростанций определяются с учетом предложений их владельцев по выводу в плановый ремонт энергоблоков атомных электростанций;

объемы экспорта (импорта) электрической энергии принимаются на основании предложений организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии и мощности, по гарантированным объемам поставок, подтвержденных заключенными договорами.

187. Электрическая сеть напряжением 110 киловольт и выше обеспечивает передачу мощности в объеме, необходимом для обеспечения энергоснабжения в объеме прогнозного максимума потребления мощности в дефицитных частях территориальной энергосистемы в нормальной схеме электрической сети после аварийного отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования с учетом использования имеющегося в дефицитной части территориальной энергосистемы собственного резерва мощности, определяемого исходя из наличия на период собственного максимума потребления энергосистемы ограничений мощности и ремонтного снижения мощности электростанций, обусловленного выводом в ремонт генерирующего оборудования атомных электростанций, а также иного генерирующего оборудования электростанций, проведение планового ремонта которого за рамками периода максимума потребления мощности невозможно вследствие необходимости выполнения требований технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков атомных электростанций и (или) по причине несовместимости с ремонтом линий электропередачи, а также другого генерирующего и электросетевого оборудования. При определении ремонтного снижения мощности электростанций на период собственного максимума потребления энергосистемы необходимо обеспечить его минимизацию исходя из принципов рационального планирования ремонтной кампании с учетом норм периодичности и продолжительности проведения планового ремонта, установленного правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

188. Объем технических решений по выдаче мощности строящейся, реконструируемой электростанции (кроме ветровых электростанций и солнечных электростанций) обеспечивает в нормальной схеме, ремонтных схемах и при нарушениях (возмущениях) в указанных схемах, определяемых в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, выдачу всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах (очередях) сооружения электростанции. При возмущениях в ремонтных схемах допускается применение противоаварийного управления.

Объем технических решений по выдаче мощности строящейся (реконструируемой) солнечной электростанции или ветровой электростанции обеспечивает в нормальной схеме выдачу максимальной располагаемой мощности электростанции на всех этапах (очередях) сооружения электростанции. При возмущениях в нормальной схеме, определяемых в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, допускается применение противоаварийного управления. Допускается выдача мощности солнечной электростанции или ветровой электростанции по одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи классом напряжения 110 (154) киловольт и ниже.

189. Электрические схемы строящихся (реконструируемых) тепловых электростанций и атомных электростанций не должны допускать подключение более одного энергоблока (генератора) к распределительному устройству электростанции через один выключатель, обеспечивающий включение (отключение) энергоблока (генератора).

Вновь вводимые объекты электроэнергетики классом напряжения 330 киловольт и выше должны иметь схемы распределительных устройств напряжением 330 киловольт и выше, позволяющие отдельно отключать любое основное энергетическое оборудование (кроме ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей) и любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением автотрансформаторов (трансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

190. При проектировании строительства (реконструкции) объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок не допускается:

присоединение объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок ответвлениями (отпайками) к линиям электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше. Присоединение к электрическим сетям вновь сооружаемых объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 220 киловольт и выше отпайками (ответвлениями) от линий электропередачи не допускается, за исключением случаев, для которых возможность применения такого технического решения предусмотрена методическими указаниями по проектированию развития энергосистем,

утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, и согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления;

присоединение энергопринимающих установок посторонних потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции, за исключением случаев отсутствия в соответствующей местности распределительной электрической сети напряжением 20 киловольт и ниже.

191. В указанных в абзаце третьем пункта 190 настоящих Правил случаях отсутствия в соответствующей местности распределительной электрической сети напряжением 20 киловольт и ниже:

присоединение энергопринимающих установок потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции осуществляется только при условии выполнения необходимых технических мероприятий (включая применение схемных решений, соответствующих устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики), направленных на обеспечение надежности функционирования собственных нужд электростанции;

присоединение энергопринимающих установок потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд, к которым присоединены электроприемники ответственных механизмов блочных и общестанционных собственных нужд, не допускается.

192. Для фактического присоединения к энергосистеме построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики независимо от их класса напряжения и мощности и обеспечения возможности фактического приема (подачи) напряжения и мощности на них (постановки их под нагрузку), в том числе для целей проведения пусконаладочных работ, включения нового (модернизированного) энергетического оборудования или электротехнического оборудования, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в работу в составе энергосистемы, владельцы таких объектов электроэнергетики, оборудования и устройств обязаны:

до подачи соответствующей диспетчерской (оперативной) заявки обеспечить проведение проверки выполнения мероприятий и технологических требований, обеспечивающих работу соответствующих объектов электроэнергетики, оборудования и устройств в составе энергосистемы, в соответствии с Правилами технологического присоединения к электрическим сетям, а в случае строительства

(реконструкции) объектов электроэнергетики, установки (замены, модернизации) их оборудования и устройств за рамками процедуры технологического присоединения либо необходимости включения в работу линии электропередачи и (или) электротехнического оборудования, мероприятия по строительству (реконструкции, монтажу) и вводу в эксплуатацию которого не выделены в отдельный этап технических условий на технологическое присоединение или отдельный этап реализации проекта, - в соответствии с правилами ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

обеспечить проведение в отношении вводимого объекта электроэнергетики индивидуальных испытаний оборудования, функциональных испытаний отдельных технологических систем, пробных пусков и комплексного опробования, а для генерирующего оборудования также проведение комплексных испытаний такого оборудования и определение его параметров и характеристик в соответствии с правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;

разработать и представить на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления проект нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию - временной нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики), в состав которого входят объекты диспетчеризации, а также направить субъекту оперативно-диспетчерского управления указанную схему после ее утверждения;

согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления программы испытаний (в том числе комплексных), пробных пусков и комплексного опробования оборудования объекта электроэнергетики, для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, а также предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств вводимого в работу объекта электроэнергетики;

обеспечить при вводе в работу новых (модернизированных) устройств релейной защиты и автоматики выполнение положений раздела VII настоящих Правил;

представить субъекту оперативно-диспетчерского управления информацию и документы, указанные в настоящем пункте, и иную информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, подготовки инструктивной и оперативной документации по линиям электропередачи, оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, в соответствии с правилами предоставления информации.

193. Предусмотренная абзацем вторым пункта 192 настоящих Правил проверка выполнения мероприятий и технологических требований, обеспечивающих работу соответствующих объектов электроэнергетики, оборудования и устройств в составе энергосистемы, проводится:

в отношении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, технические условия на технологическое присоединение которых подлежат в соответствии с Правилами технологического присоединения к электрическим сетям согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления, линий электропередачи и электротехнического оборудования напряжением 110 киловольт и выше, а также оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления объектов электроэнергетики, относящихся к объектам диспетчеризации, - с участием субъекта оперативно-диспетчерского управления;

в отношении иных объектов электроэнергетики - с участием сетевой организации, к объектам электросетевого хозяйства которой осуществляется присоединение таких объектов (устройств).

194. Ввод в работу новых (реконструированных) линий электропередачи, оборудования объектов электроэнергетики, комплексов релейной защиты и автоматики и устройств релейной защиты и автоматики и проведение их испытаний осуществляются по комплексным программам.

Комплексная программа разрабатывается и утверждается владельцем объекта электроэнергетики и согласуется с диспетчерским центром и другими субъектами электроэнергетики, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которых находятся линии электропередачи, оборудование и устройства, операции с которыми предусмотрены при работе по указанной программе.

195. Правила ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и содержат порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления при вводе в работу вновь построенных (реконструированных, модернизированных) объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, а также порядок разработки (представления) и согласования документов, указанных в пунктах 192 - 194 настоящих Правил.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к Правилам технологического
функционирования
электроэнергетических систем

ПЕРЕЧЕНЬ

объединенных энергосистем и образующих их территориальных энергосистем, входящих в Единую энергетическую систему России

I. Объединенная энергосистема Центра

1. Энергосистема Белгородской области.
2. Энергосистема Брянской области.
3. Энергосистема Владимирской области.
4. Энергосистема Вологодской области.
5. Энергосистема Воронежской области.
6. Энергосистема Ивановской области.
7. Энергосистема Калужской области.
8. Энергосистема Костромской области.
9. Энергосистема Курской области.
10. Энергосистема Липецкой области.
11. Энергосистема г. Москвы и Московской области.
12. Энергосистема Орловской области.
13. Энергосистема Рязанской области.
14. Энергосистема Смоленской области.
15. Энергосистема Тамбовской области.
16. Энергосистема Тверской области.
17. Энергосистема Тульской области.
18. Энергосистема Ярославской области.

II. Объединенная энергосистема Юга

1. Энергосистема Астраханской области.
2. Энергосистема Волгоградской области.
3. Энергосистема Республики Дагестан.
4. Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края.
5. Энергосистема Республики Калмыкия.

6. Энергосистема Ростовской области.
7. Энергосистема Республики Ингушетия.
8. Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики.
9. Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики.
10. Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания.
11. Энергосистема Чеченской Республики.
12. Энергосистема Ставропольского края.
13. Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя.

III. Объединенная энергосистема Северо-Запада

1. Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа.
2. Энергосистема Калининградской области.
3. Энергосистема Республики Карелия.
4. Энергосистема Мурманской области.
5. Энергосистема г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.
6. Энергосистема Новгородской области.
7. Энергосистема Псковской области.
8. Энергосистема Республики Коми.

IV. Объединенная энергосистема Средней Волги

1. Энергосистема Республики Марий Эл.
2. Энергосистема Республики Мордовия.
3. Энергосистема Нижегородской области.
4. Энергосистема Пензенской области.
5. Энергосистема Самарской области.
6. Энергосистема Саратовской области.
7. Энергосистема Чувашской Республики.
8. Энергосистема Ульяновской области.
9. Энергосистема Республики Татарстан.

V. Объединенная энергосистема Урала

1. Энергосистема Республики Башкортостан.
2. Энергосистема Кировской области.
3. Энергосистема Курганской области.
4. Энергосистема Оренбургской области.
5. Энергосистема Пермского края.

6. Энергосистема Свердловской области.

7. Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

8. Энергосистема Удмуртской Республики.

9. Энергосистема Челябинской области.

VI. Объединенная энергосистема Сибири

1. Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края.

2. Энергосистема Республики Бурятия.

3. Энергосистема Иркутской области.

4. Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва.

5. Энергосистема Кемеровской области.

6. Энергосистема Новосибирской области.

7. Энергосистема Омской области.

8. Энергосистема Томской области.

9. Энергосистема Республики Хакасия.

10. Энергосистема Забайкальского края.

VII. Объединенная энергосистема Востока

1. Энергосистема Амурской области и Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), включающий Алданский и Нерюнгринский районы.

2. Энергосистема Приморского края.

3. Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к Правилам технологического
функционирования
электроэнергетических систем

Нормативные величины минимальных коэффициентов запаса устойчивости энергосистем

Электроэнергетический режим энергосистемы	Минимальный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности	Минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению
Нормальный	0,2	0,15
Послеаварийный	0,08	0,1
Вынужденный	0,08	0,1

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к Правилам технологического
функционирования
электроэнергетических систем

Величины технического минимума утилизационных парогазовых установок

Схема утилизационной парогазовой установки	Технический минимум нагрузки для нормальных условий, процентов от установленной мощности парогазовой установки
Две газотурбинные установки - одна паровая турбина	25
Три газотурбинные установки - одна паровая турбина	17

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4
к Правилам технологического
функционирования
электроэнергетических систем

Номинальное напряжение электрической сети и наибольшее рабочее напряжение электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети (класс напряжения), киловольт	Наибольшее рабочее напряжение электрической сети, киловольт
6	7,2
10	12
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 13 августа 2018 г. № 937

ИЗМЕНЕНИЯ,

которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации

1. В постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5518; 2006, № 19, ст. 2094; № 37, ст. 3876; 2008, № 8, ст. 743; № 46, ст. 5343; 2010, № 12, ст. 1333; 2016, № 13, ст. 1825; 2017, № 1, ст. 178; № 11, ст. 1562):

а) абзац третий пункта 1 признать утратившим силу;

б) Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные указанным постановлением, изложить в следующей редакции:

"УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 27 декабря 2004 г. № 854
(в редакции постановления
Правительства Российской Федерации
от 13 августа 2018 г. № 937)

ПРАВИЛА

оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

1. Настоящие Правила определяют порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - оперативно-диспетчерское управление), осуществляемого системным оператором Единой энергетической системы России и субъектами оперативно-

диспетчерского управления технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее - субъект оперативно-диспетчерского управления).

2. Термины и понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в значениях, установленных Федеральным законом "Об электроэнергетике" и Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (далее - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем).

3. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистеме осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления эксплуатационным состоянием и взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим соответствующей энергосистемы. В рамках оперативно-диспетчерского управления субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет функции, возложенные на него законодательством Российской Федерации, регулирующим отношения в сфере электроэнергетики, и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств атомных электростанций осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных законодательством Российской Федерации в области использования атомной энергии.

4. Оперативно-диспетчерское управление в пределах электроэнергетической системы осуществляется одним субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляют:

в пределах Единой энергетической системы России - системный оператор;

в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - субъекты оперативно-диспетчерского

управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

5. Территориальная электроэнергетическая система является технологически изолированной, если отсутствует технологическое соединение данной территориальной электроэнергетической системы с Единой энергетической системой России. Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы и соответствующие субъекты оперативно-диспетчерского управления предусмотрены перечнем согласно приложению № 1 (далее - перечень).

Субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе самостоятельно, без участия системного оператора, организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление в соответствующей энергосистеме в соответствии с настоящими Правилами, за исключением случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации, регулирующим отношения в сфере электроэнергетики.

6. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет функции по оперативно-диспетчерскому управлению в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону. Диспетчерские центры действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Операционная зона одного диспетчерского центра может охватывать территории нескольких субъектов Российской Федерации.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

По решению системного оператора представление и защита его интересов по отдельным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления, не связанным с управлением электроэнергетическим режимом энергосистемы, могут выполняться представительствами, создаваемыми на территории отдельных субъектов Российской Федерации, в том числе не входящих в зону диспетчерской ответственности системного оператора.

7. Субъект оперативно-диспетчерского управления:

определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность;

распределяет между диспетчерскими центрами функции по оперативно-диспетчерскому управлению и определяет порядок взаимодействия диспетчерских центров по выполнению возложенных на них функций.

Диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим и смежным диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

8. В каждом диспетчерском центре определяются работники субъекта оперативно-диспетчерского управления (диспетчерский персонал, диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы. Диспетчеры отдают диспетчерские команды и разрешения от имени диспетчерского центра.

В каждом диспетчерском центре определяются работники, уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления подписывать диспетчерские распоряжения.

9. Каждый диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления определяет линии электропередачи и оборудование электрических сетей классом напряжения 35 кВ и выше (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - независимо от класса напряжения), оборудование электрических станций, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и более (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах - независимо от величины установленной генерирующей мощности), устройства релейной защиты и автоматики, каналы связи, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование, расположенное на указанных объектах электроэнергетики (в том числе объектах электроэнергетики, принадлежащих потребителям электрической энергии),

технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение, и включает их в перечень объектов диспетчеризации диспетчерского центра с распределением их по способу управления (ведения).

Распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения) осуществляется в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

Диспетчерский центр также относит к объектам диспетчеризации величину изменения объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики, готовность оборудования к участию в регулировании частоты электрического тока, величину изменения располагаемой мощности, регулировочного диапазона по активной мощности генерирующего оборудования, изменение нагрузки потребления энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, максимальная мощность которых составляет 5 МВт или более, и иные параметры технологического режима работы оборудования объектов электроэнергетики в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В отношении энергетического оборудования ветровых и солнечных электростанций к объектам диспетчеризации относятся группы ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей, работающих в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше, а также отдельно функционирующие в составе энергосистемы ветроэнергетические установки и фотоэлектрические солнечные модули, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и более.

Информация о включении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, отдельных параметров технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится субъектом оперативно-диспетчерского управления в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

Субъект оперативно-диспетчерского управления организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления (ведения).

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

10. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется посредством отдачи диспетчерских команд, выдачи распоряжений и разрешений, путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления и путем использования противоаварийной и режимной автоматики, а также посредством реализации иных решений, действий и мероприятий в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.

Диспетчерская команда отдается диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии и содержит разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Диспетчерское распоряжение выдается диспетчерским центром нижестоящему или смежному диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии в виде документа (в том числе в электронной форме), подписанного уполномоченным лицом и определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов

электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Порядок отдачи диспетчерских команд, выдачи диспетчерских разрешений и распоряжений в отношении изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Субъект оперативно-диспетчерского управления также определяет схемы прохождения диспетчерских команд и разрешений, устанавливает распределение функций по непосредственному и опосредованному взаимодействию диспетчерского персонала с оперативным персоналом при выдаче диспетчерских команд (разрешений) в отношении изменения технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и ведении оперативных переговоров.

11. Каждая диспетчерская команда (разрешение) регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время выдачи (получения) команды (разрешения);

требуемое время исполнения команды (в случае если предусмотренные командой действия требуется выполнить в определенное время);

фамилия лица, отдавшего команду (разрешение);

фамилия лица, которому адресована команда (разрешение);

содержание команды (разрешения);

другая информация по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Регистрация диспетчерской команды (разрешения) осуществляется в оперативном журнале, который ведется на электронном или бумажном носителе и (или) при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиту от изменений после регистрации.

Порядок регистрации диспетчерских команд и разрешений определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

12. Диспетчерские команды, разрешения и распоряжения являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

При невыполнении диспетчерской команды диспетчерский центр вправе инициировать временное отстранение дежурного работника субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии) от исполнения своих обязанностей.

13. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если их исполнение создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

14. Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан обеспечить каждый диспетчерский центр:

помещениями, оборудованием, устройствами и программно-аппаратными (программно-техническими) комплексами, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне и выполнения иных функций по оперативно-диспетчерскому управлению, а также необходимыми системами жизнеобеспечения;

двумя независимыми цифровыми каналами связи с другими диспетчерскими центрами (в том числе диспетчерскими центрами организаций, выполняющих функции оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетических системах иностранных государств) для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерским центрам для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы;

технической документацией, в том числе инструктивной и оперативной, необходимой для осуществления диспетчерским центром соответствующих функций оперативно-диспетчерского управления.

Субъект оперативно-диспетчерского управления также обязан:

укомплектовать каждый диспетчерский центр подготовленным персоналом;

обеспечить наличие резервных помещений (резервных рабочих мест), оснащенных оборудованием, устройствами и программно-аппаратными комплексами, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случае возникновения ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, и установить объем и порядок выполнения функций на время осуществления оперативно-диспетчерского управления в резервных помещениях (на резервных рабочих местах) или установить объем и порядок передачи функций другому диспетчерскому центру в указанных случаях.

Субъект оперативно-диспетчерского управления вправе создавать постоянно действующие полнофункциональные резервные диспетчерские центры, предназначенные для осуществления непрерывного оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике при возникновении ситуаций, вследствие которых функционирование основных диспетчерских центров невозможно в течение длительного периода времени.

15. Для обеспечения осуществления оперативно-диспетчерского управления субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, линии электропередачи, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, обязаны организовать и обеспечивать работу систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) с диспетчерскими центрами в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

16. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также планирование перспективного развития энергосистемы в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

17. Для осуществления планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии представляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления необходимые исходные данные по принадлежащим им объектам электроэнергетики и энергопринимающим устройствам в соответствии с правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее - уполномоченный федеральный орган исполнительной власти), а также иную информацию по запросу субъекта оперативно-диспетчерского управления.

18. Разработанные субъектом оперативно-диспетчерского управления диспетчерские графики показателей режима работы энергосистемы (далее - диспетчерские графики) являются обязательными для соответствующих субъектов электроэнергетики.

Субъект электроэнергетики обязан изменить режим работы объекта электроэнергетики относительно заданного диспетчерским графиком при получении диспетчерской команды в условиях изменения фактического

электроэнергетического режима энергосистемы относительно запланированных величин.

При возникновении или угрозе возникновения повреждения линии электропередачи либо оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии вследствие фактического достижения недопустимых по величине и длительности значений параметров технологического режима их работы, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика или невозможности выполнения диспетчерской команды оперативный персонал указанных объектов электроэнергетики обязан немедленно проинформировать диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра для принятия решения о способе дальнейшего управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

19. Субъект оперативно-диспетчерского управления обеспечивает в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регламентирующими отношения в сфере электроэнергетики, реализацию мер, необходимых для осуществления планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы и выполнения иных функций, возложенных на него законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, в том числе:

а) разрабатывает и утверждает необходимые инструктивно-технические документы;

б) определяет:

допустимость изменения технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе при выводе их в ремонт и вводе в работу после ремонта;

порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы

и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и порядок разработки сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации;

прогнозные и фактические показатели балансов электрической энергии и мощности энергосистемы;

перечень и состав контролируемых сечений и величины максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в них;

перечень контрольных пунктов по напряжению и величины минимально допустимых и аварийно допустимых напряжений в них;

минимально необходимые величины первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности, места размещения первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности;

диспетчерские центры, ответственные за регулирование параметров электроэнергетического режима энергосистемы;

структуру и функции систем автоматического регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности, централизованных систем противоаварийной автоматики;

необходимость и требования к проведению на объектах электроэнергетики контрольных (2 раза в год - в 3-ю среду июня и 3-ю среду декабря), внеочередных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения;

параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

в) обеспечивает утверждение диспетчерскими центрами нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в их операционные зоны (схем для нормального режима энергосистемы).

20. При вводе новых (реконструируемых) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления осуществляют в соответствующих энергосистемах:

расчеты величин максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, величин минимально допустимых и аварийно допустимых напряжений в контрольных пунктах;

проверку соответствия параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и

автоматики планируемым электроэнергетическим режимам энергосистемы и определение соответствующих параметров указанных настроек;

уточнение документации по управлению технологическими режимами работы объектов диспетчеризации и использованию устройств релейной защиты и автоматики при изменении параметров настройки указанных устройств;

определение допустимости и условий включения в работу в составе энергосистемы новых (реконструируемых) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, их оборудования и устройств, условий проведения их пробных пусков, комплексного опробования и испытаний, в том числе комплексных испытаний генерирующего оборудования, проводимых с целью определения его общесистемных технических параметров и характеристик.

Необходимость и объем выполнения указанных мероприятий определяются диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления исходя из состава вновь вводимых (реконструируемых) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, степени их влияния на электроэнергетический режим работы соответствующих энергосистем и их технологической взаимосвязи с действующими объектами электроэнергетики.

21. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, осуществляется оперативным персоналом субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии) только по диспетчерской команде соответствующего диспетчерского центра либо может осуществляться непосредственно диспетчерским персоналом из диспетчерского центра с использованием средств дистанционного управления.

Порядок осуществления непосредственного воздействия на объекты диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления по согласованию с владельцем соответствующего объекта электроэнергетики.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском ведении диспетчерского центра, осуществляется с разрешения соответствующего диспетчерского центра.

В пределах одного распределительного устройства объекта электроэнергетики субъектом оперативно-диспетчерского управления должен быть определен один диспетчерский центр, имеющий право отдачи диспетчерской команды в отношении изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств, находящихся или относящихся к этому распределительному устройству, независимо от числа и состава диспетчерских центров, к объектам диспетчеризации которых отнесены эти оборудование и устройства.

22. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации его владельцем должна быть оформлена и подана в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления диспетчерская заявка.

Диспетчерские заявки подразделяются на плановые, внеплановые, неотложные, аварийные.

Диспетчерские заявки направляются в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, эксплуатация и техническая поддержка которого осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления, а при отсутствии у соответствующего субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии) технической возможности его использовать - посредством факсимильной или электронной связи, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от заявителя, с соблюдением требований к форме диспетчерской заявки, предусмотренных правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, а также порядок выдачи на их основании разрешений и отдачи диспетчерских команд в отношении изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и осуществления контроля за их исполнением определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Независимо от наличия рассмотренной и согласованной диспетчерской заявки изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, находящихся в диспетчерском управлении (ведении)

диспетчерского персонала, должно производиться по его диспетчерской команде (разрешению).

23. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации в целях вывода его в ремонт наряду с требованиями настоящих Правил должны быть соблюдены требования Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 "О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации".

24. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части энергосистемы (предотвращение и ликвидация аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, действия в послеаварийном режиме энергосистемы) осуществляются субъектом оперативно-диспетчерского управления, иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления наряду с решениями и действиями, предусмотренными Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, вправе принимать решения:

о применении полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в объемах, превышающих значения, предусмотренные графиками аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и (или) в отношении потребителей электрической энергии (энергопринимающих устройств), не включенных в такие графики, в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии";

об изменении нагрузки электростанций, работающих в режиме теплофикационной выработки, до технического минимума или максимально возможной располагаемой мощности с соответствующим

снижением отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых отборов пара турбин, в том числе с переводом тепловой нагрузки на водогрейные котлы (при их наличии на электростанции) и (или) изменением не более чем на 3 часа графика тепловой сети, направленным на понижение температуры теплоносителя не ниже значений, определяемых обязательными требованиями к эксплуатации тепловых сетей.

25. Диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления объявляет режим с высокими рисками нарушения электроснабжения при наступлении в пределах его операционной зоны одного или нескольких обстоятельств согласно приложению № 2.

Диспетчерский центр объявляет о ликвидации режима с высокими рисками нарушения электроснабжения после получения от территориальных органов по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, организаций гидрометцентра, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии информации, свидетельствующей о ликвидации обстоятельств, послуживших основанием для объявления о возникновении указанного режима.

Порядок объявления о возникновении и ликвидации режима с высокими рисками нарушения электроснабжения определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

26. При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения субъект оперативно-диспетчерского управления выполняет действия по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы, предусмотренные настоящими Правилами и Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем. При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения субъект оперативно-диспетчерского управления также вправе:

а) направить руководителю штаба по обеспечению безопасности электроснабжения, созданного в соответствующем субъекте Российской Федерации, уведомление о необходимости созыва экстренного заседания штаба;

б) принимать решения:

о запрете на проведение всех видов ремонта объектов электроэнергетики (за исключением случаев, когда такие виды ремонта вызваны необходимостью проведения аварийно-восстановительных работ, предотвращения аварийных ситуаций на генерирующих установках и других негативных последствий, способных привести к нарушению

пределов их безопасной эксплуатации) и энергетических установок потребителей электрической энергии на территории, на которой объявлено о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения;

об экстренном введении в работу находящихся в ремонте объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии, а также отдельного оборудования и устройств объектов электроэнергетики до истечения согласованных сроков аварийной готовности.

27. Решения субъекта оперативно-диспетчерского управления, предусмотренные подпунктом "б" пункта 26 настоящих Правил, подлежат согласованию со штабом по обеспечению безопасности электроснабжения в случае, если реализация указанных решений влечет угрозу повреждения оборудования или угрозу жизни и здоровью людей.

Указанные решения субъекта оперативно-диспетчерского управления направляются для согласования в штаб по обеспечению безопасности электроснабжения в письменной форме и должны содержать варианты мер, направленных на эффективное управление энергосистемой в условиях нарушения электроснабжения, а также описание возможных неблагоприятных последствий, риск возникновения которых связан с принятием и исполнением каждого из вариантов предложенных мер.

28. В целях разработки и принятия решений о применении мер, направленных на локализацию и ликвидацию режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, в том числе предусмотренных пунктом 26 настоящих Правил, предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме субъект оперативно-диспетчерского управления вправе запрашивать у субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии необходимую информацию, в том числе сведения:

о значениях, характеризующих текущую перегрузочную способность линий электропередачи, оборудования электрических станций (в том числе энергетических установок потребителей электрической энергии) и сетей;

о возможном изменении режима работы электроустановок потребителей с целью изменения активной и (или) реактивной мощности его энергетических установок;

о применении резервных источников электроснабжения организациями, осуществляющими оказание услуг по передаче

электрической энергии (электроснабжению потребителей) или коммунальных услуг, а также о применении этих источников потребителями электрической энергии.

Сведения, предоставление которых необходимо в соответствии с запросом субъекта оперативно-диспетчерского управления, подлежат представлению в течение 2 часов с момента получения запроса или в иные предусмотренные запросом сроки.

29. Для обеспечения эффективности применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в пределах своей операционной зоны вправе определить и выдать соответствующим сетевым организациям требования об установке устройств, обеспечивающих дистанционный ввод графиков временного отключения потребления с объектов электросетевого хозяйства и центров управления сетями сетевых организаций и (или) с диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления. Выполнение указанных требований осуществляется в согласованные между сетевыми организациями и диспетчерским центром сроки.

30. В целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России системный оператор в том числе определяет:

потребность в оказании услуг по обеспечению системной надежности и их объемы;

технические требования, обеспечивающие создание технической возможности технологического присоединения объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей и возможность надежной работы строящихся (реконструируемых) объектов электроэнергетики в составе энергосистемы;

требования к созданию и (или) модернизации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики.

31. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления организуют и осуществляют переключения в электроустановках объектов электроэнергетики, входящих в их операционные зоны, в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и правилами переключений в электроустановках, утвержденными уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к Правилам оперативно-
диспетчерского управления
в электроэнергетике

ПЕРЕЧЕНЬ

технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления

1. Электроэнергетическая система Камчатского края, территория которой является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества энергетики и электрификации "Камчатскэнерго".

2. Электроэнергетическая система Магаданской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества энергетики и электрификации "Магаданэнерго".

3. Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Верхневилюйский, Вилюйский, Ленский, Мирнинский, Нюрбинский, Олекминский (за исключением ПС 220 кВ НПС-15) и Сунтарский районы), территория которого является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества "Якутскэнерго".

4. Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Амгинский, Горный, Мегино-Кангаласский, Намский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский, Чурапчинский районы, городской округ "город Якутск" и городской округ "Жатай"), территория которого является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества "Якутскэнерго".

5. Электроэнергетическая система Сахалинской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности публичного акционерного общества энергетики и электрификации "Сахалинэнерго".

6. Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности акционерного общества энергетики и электрификации "Чукотэнерго".

7. Электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности акционерного общества "Норильско-Таймырская энергетическая компания".

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к Правилам оперативно-
диспетчерского управления
в электроэнергетике

ПЕРЕЧЕНЬ

обстоятельств, являющихся основаниями для объявления режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

1. Прекращение или наличие угрозы прекращения топливообеспечения тепловых электростанций либо обеспечения гидроресурсами гидроэлектростанций суммарной располагаемой мощностью свыше 10 процентов всей располагаемой мощности электростанций в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, а также прекращение (угроза прекращения) топливообеспечения тепловой электростанции установленной мощностью 200 мегаватт и более.

2. Понижение до аварийно допустимых значений уровней напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра.

3. Угроза нарушения устойчивости энергосистемы или ее частей.

4. Температура окружающего воздуха, выходящая за пределы значений климатических параметров для данного региона, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений.

5. Прогнозируемое наступление неблагоприятных природных явлений в регионе, которые могут привести к массовому отключению линий электропередачи и электросетевого оборудования (массовые грозовые явления, обильные ливневые дожди, ураганный ветер, обильные снегопады, сопровождающиеся интенсивным налипанием снега на провода, грозозащитные тросы, опоры воздушных линий электропередачи и на оборудование объектов электроэнергетики, гололедообразование на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи, резкое изменение метеорологических условий, в том числе изменение

температуры окружающего воздуха за пределы значений климатических параметров для данного региона, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений).

6. Массовые повреждения линий электропередачи и оборудования (возникшие в том числе в результате наступления неблагоприятных природных явлений), которые вызывают или с высокой степенью вероятности могут вызвать полное или частичное отключение энергосистемы, связанное с дефицитом активной мощности.

7. Угроза наводнения с подтоплением подстанций суммарной установленной трансформаторной мощностью более 500 мегавольт-ампер.

8. Возникновение или угроза возникновения чрезвычайных ситуаций природного и (или) техногенного характера.".

2. В постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2007, № 31, ст. 4100; 2009, № 17, ст. 2088; 2010, № 12, ст. 1333; № 40, ст. 5086; 2012, № 23, ст. 3008; № 52, ст. 7525; 2013, № 33, ст. 4392; № 35, ст. 4523; № 42, ст. 5373; № 44, ст. 5765; 2014, № 32, ст. 4513; 2015, № 28, ст. 4243; 2017, № 1, ст. 162; № 20, ст. 2927; № 21, ст. 3009; № 47, ст. 6987):

а) в Правилах недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных указанным постановлением:

в пункте 13:

подпункт "е" изложить в следующей редакции:

"е) обязанность потребителя услуг по обеспечению эксплуатации принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном

основании устройств релейной защиты и автоматики (в том числе устройств релейной защиты, противоаварийной, режимной и сетевой автоматики, устройств регистрации аварийных процессов и событий), установленных в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям", или настоящими Правилами, а также по обеспечению возможности реализации воздействия устройств противоаварийной, режимной и сетевой автоматики в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевой организации;";

дополнить подпунктом "ж" следующего содержания:

"ж) порядок взаимодействия сетевой организации и потребителя услуг при организации и осуществлении оперативно-технологического управления в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (далее - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем).";

в пункте 14:

подпункт "в" изложить в следующей редакции:

"в) поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему устройства релейной защиты и автоматики, приборы учета электрической энергии и мощности, оборудование, обеспечивающее

регулирование реактивной мощности, и соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и эксплуатации указанных устройств, приборов и оборудования, а также обеспечивать поддержание установленных автономных резервных источников питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики;";

подпункт "г" после слов "в соответствии с" дополнить словами "Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем,";

в подпункте "е" слова "техническим регламентам и иным" исключить;

в подпункте "з" слова "устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики" заменить словами "устройств релейной защиты и автоматики";

подпункт "к" изложить в следующей редакции:

"к) информировать сетевую организацию об объеме участия в противоаварийном и автоматическом режимном управлении, а также о перечне и мощности электроприемников потребителя услуг, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной автоматики;";

подпункт "п" после слов "к Правилам полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии," дополнить словами "утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (далее - Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии),";

в пункте 15:

в подпункте "а" слова "техническим регламентам" заменить словами "обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики,";

подпункт "в" изложить в следующей редакции:

"в) определять в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств

(групп энергопринимающих устройств), в отношении которых заключен договор, если документами о технологическом присоединении таких устройств предусмотрены требования к регулированию реактивной мощности, самостоятельно, если такие энергопринимающие устройства присоединены к объектам электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и ниже, а в случае если энергопринимающие устройства присоединены к объектам электросетевого хозяйства напряжением выше 35 кВ - с учетом заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации;";

в пункте 17:

в абзаце первом слова "аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики и (или) ее компонентов" заменить словами "устройств релейной защиты и автоматики";

абзац второй изложить в следующей редакции:

"В случае если при заключении потребителем услуг и сетевой организацией договора об осуществлении технологического присоединения в технические условия для технологического присоединения не были включены требования о подключении энергопринимающих устройств потребителя услуг к устройствам релейной защиты и автоматики, включая устройства специального автоматического отключения нагрузки и устройства, обеспечивающие дистанционный ввод графиков временного отключения потребления в соответствии с диспетчерскими командами субъекта оперативно-диспетчерского управления, соответствующие условия предусматриваются договором между теми же сторонами. Мероприятия по оснащению энергопринимающих устройств потребителей услуг устройствами релейной защиты и автоматики осуществляются в соответствии с требованиями соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления сетевой организацией на основании указанных условий договора, если иное не установлено соглашением сторон.";

в абзаце третьем слова "устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики" заменить словами "устройств релейной защиты и автоматики";

дополнить пунктом 30^1 следующего содержания:

"30^1. При присоединении к электрической сети, в том числе опосредованном, и заключении договора за любым потребителем услуг

закрепляется право на получение электрической энергии в любой период времени действия договора в пределах максимальной мощности, определенной договором, качество и параметры которой должны соответствовать обязательным требованиям, установленным нормативными актами.

Ограничение права на получение электрической энергии (мощности) возможно только в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.

При осуществлении доступа к услугам по передаче электрической энергии в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей исключается возможность взимания дополнительной платы.";

в пункте 31^6:

после абзаца второго дополнить абзацами следующего содержания:

"Для первой категории надежности срок восстановления энергоснабжения не может превышать время автоматического восстановления питания, а допустимое число часов отключения в год не может быть более величины, предусмотренной для второй категории надежности.

Для второй категории надежности срок восстановления энергоснабжения определяется временем автоматического восстановления питания либо в случае отсутствия устройств автоматики для ввода резервного источника - временем выполнения оперативным персоналом сетевой организации переключений в электроустановках.

Время автоматического восстановления электроснабжения определяется при технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителя. В случае отсутствия указания времени автоматического восстановления электроснабжения в документах о технологическом присоединении такое время определяется сетевой организацией по согласованию с потребителем в зависимости от параметров схемы внешнего электроснабжения потребителя и применяемых в ней устройств сетевой автоматики как максимальное время действия автоматики восстановления питания от резервных источников.

Требования к сроку восстановления энергоснабжения энергопринимающих устройств первой и второй категории надежности не распространяются на случаи отключения нагрузки потребления энергопринимающих устройств действием противоаварийной автоматики. В указанных случаях восстановление электроснабжения таких потребителей от электрической сети сетевой организации производится

по диспетчерской команде (разрешению) соответствующего диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.";

абзац четвертый после слов "автономного резервного источника питания" дополнить словами "мощностью, достаточной для обеспечения электроснабжения соответствующих электроприемников потребителя";

в абзаце втором пункта 35 слова "эксплуатационного состояния каждого включенного в указанный перечень объекта" заменить словами "эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением функций каждой из сетевых организаций по технологическому управлению и ведению в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем";

в пункте 38:

подпункт "д" изложить в следующей редакции:

"д) перечень объектов межсетевой координации с указанием в нем стороны, выполняющей изменения (согласующей выполнение изменений) эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением между сетевыми организациями функций по технологическому управлению и ведению ими, а также порядка обеспечения координации действий сторон при выполнении таких изменений и ремонтных работ с учетом Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 "О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации";";

дополнить подпунктом "$д^1$" следующего содержания:

"$д^1$) порядок взаимодействия сетевых организаций при организации и осуществлении оперативно-технологического управления в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем;";

подпункты "е" и "ж" изложить в следующей редакции:

"е) согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно-технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами

диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, которые направлены на обеспечение выполнения сетевой организацией своих обязанностей перед потребителем электрической энергии, предусмотренных подпунктом "а" пункта 15 настоящих Правил (при условии соблюдения производителями и потребителями электрической энергии (мощности) требований к качеству электрической энергии по реактивной мощности);

ж) обязанности сторон по соблюдению требуемых параметров надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требований по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности;";

в подпункте "б" пункта 39 слова "устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики" заменить словами "устройствами релейной защиты и автоматики";

в подпункте "а" пункта 40 слова "устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики" заменить словами "устройств релейной защиты и автоматики";

раздел IV признать утратившим силу;

б) в Правилах технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных указанным постановлением:

пункт 2 после абзаца первого дополнить абзацем следующего содержания:

"Действие настоящих Правил также распространяется на случаи присоединения ранее присоединенных энергопринимающих устройств, выведенных из эксплуатации (в том числе в целях консервации на срок более 1 года) в порядке, установленном Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 "О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации".";

в пункте 10:

подпункт "в" после слов "к устройствам противоаварийной" дополнить словами "и режимной";

дополнить подпунктом "к" следующего содержания:

"к) в случае технологического присоединения объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт или энергопринимающих устройств максимальной мощностью более 50 МВт схема выдачи мощности или схема внешнего электроснабжения соответственно, разработанная заявителем и согласованная им с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.";

абзац пятый пункта 14^{1} дополнить словами "соответствующей мощности";

в пункте 18:

подпункт "г" изложить в следующей редакции:

"г) выполнение заявителем и сетевой организацией технических условий, включая осуществление сетевой организацией мероприятий по подключению энергопринимающих устройств под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, а также выполнение заявителем и сетевой организацией требований по созданию (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в порядке, предусмотренном Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (далее - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем);";

дополнить подпунктом "$д^{1}$" следующего содержания:

"д[1]) выполнение мероприятий по вводу объектов электроэнергетики заявителя, сетевой организации и иных лиц, построенных (реконструированных, модернизированных) в рамках выполнения мероприятий по технологическому присоединению, а также входящих в их состав оборудования, комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в работу в составе электроэнергетической системы в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.";

в пункте 25:

подпункт "б" после слов "требования к строительству (реконструкции) объектов по производству электрической энергии в связи с присоединением новых мощностей" дополнить словами "(включая увеличение сечения проводов и кабелей, замену или увеличение мощности трансформаторов, установку устройств регулирования напряжения, расширение распределительных устройств на объектах по производству электрической энергии)";

подпункты "в" - "д" изложить в следующей редакции:

"в) требования к устройствам релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, к контролю и поддержанию качества электрической энергии, а также к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной);

г) требования по подключению энергопринимающих устройств под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, требования к мощности энергопринимающих устройств, подключаемой под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики;

д) требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов, размещению устройств, обеспечивающих дистанционный ввод графиков временного отключения потребления в соответствии с требованиями соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления;";

дополнить подпунктом "ж" следующего содержания:

"ж) требования к параметрам работы и характеристикам линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики,

обеспечивающим функционирование объектов заявителя в составе энергосистемы и их участие в режимном и противоаварийном управлении в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и иными обязательными требованиями, установленными нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики.";

дополнить пунктом 25^3 следующего содержания:

"25^3. Определение требований, включаемых в технические условия на технологическое присоединение, и разработка заявителем (за исключением заявителей, указанных в пунктах 12^1, 12^2 и 14 настоящих Правил) и сетевой организацией проектной документации в рамках выполнения мероприятий по технологическому присоединению должны осуществляться с соблюдением требований, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.";

в пункте 28:

подпункт "а" дополнить словами ", а также неухудшение условий работы объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства";

дополнить подпунктом "г" следующего содержания:

"г) обеспечение в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений, определяемых в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.";

в абзаце втором пункта 29 слова "подпунктах "а" - "в" пункта 28" заменить словами "подпунктах "а" - "г" пункта 28";

в пункте 31 слова "подпунктах "а" - "в" пункта 28" заменить словами "подпунктах "а" - "г" пункта 28";

в абзаце третьем пункта 40^2 слова "под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики" заменить словами "под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики".

3. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 "О выводе объектов

электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100; 2009, № 12, ст. 1429; 2010, № 15, ст. 1803; 2011, № 14, ст. 1916; 2012, № 6, ст. 695; № 37, ст. 5009; 2014, № 34, ст. 4677), изложить в следующей редакции:

"УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 26 июля 2007 г. № 484
(в редакции постановления
Правительства Российской Федерации
от 13 августа 2018 г. № 937)

ПРАВИЛА

вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации

I. Общие положения

1. Настоящие Правила определяют условия и порядок временной остановки работы объектов электроэнергетики, осуществляемой в целях проведения комплекса технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление исправного состояния указанных объектов, изменение технико-экономических показателей состояния этих объектов, долгосрочное сохранение работоспособного состояния объектов электроэнергетики во время простоя либо техническое обслуживание входящих в их состав устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления (далее - вывод в ремонт), а также условия и порядок окончательной остановки работы таких объектов, осуществляемой в том числе в целях их ликвидации (далее - вывод из эксплуатации).

В соответствии с настоящими Правилами согласованию подлежит:

вывод в ремонт и из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств электрических станций, установленная мощность которых составляет 5 МВт или более, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации

от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (далее - Правила оперативно-диспетчерского управления), в перечень объектов диспетчеризации;

изменение объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики, готовность оборудования к участию в регулировании частоты электрического тока, изменение величины располагаемой мощности, регулировочного диапазона по активной мощности генерирующего оборудования и иных параметров технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра (далее - изменение технологических параметров), отнесенных в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления к объектам диспетчеризации этого диспетчерского центра, вследствие вывода в ремонт и из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации.

2. Вывод в ремонт и из эксплуатации объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, не указанных в пункте 1 настоящих Правил, осуществляется собственниками или иными законными владельцами таких объектов самостоятельно, если иное не предусмотрено договорами с другими организациями, имеющими технологическое присоединение к данным объектам электросетевого хозяйства или объектам по производству электрической энергии.

Собственник такого объекта по производству электрической энергии или уполномоченное им лицо обязаны уведомить системного оператора (субъекта оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) о выводе из эксплуатации соответствующего объекта в 10-дневный срок со дня вывода его из эксплуатации с приложением копии акта о выводе из эксплуатации или иного подтверждающего документа.

Вывод в ремонт или из эксплуатации относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии, осуществляется в соответствии с настоящими Правилами по согласованию с организацией, выполняющей функции субъекта оперативно-диспетчерского управления соответствующей зарубежной электроэнергетической системы, с учетом особенностей, предусмотренных международными договорами Российской Федерации.

Собственники или иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, согласовывают вывод из эксплуатации указанных объектов с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, если соглашением между ними не предусмотрено иное.

Вывод в ремонт или из эксплуатации объектов электроэнергетики на атомных станциях осуществляется в соответствии с законодательными, правовыми и иными актами Российской Федерации в области использования атомной энергии и настоящими Правилами.

3. Вывод в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, и изменение технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, вследствие вывода в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации (далее соответственно - объекты диспетчеризации, вывод в ремонт объектов диспетчеризации), осуществляется по согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - субъект оперативно-диспетчерского управления) - системным оператором или субъектом оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы.

Вывод в ремонт объектов диспетчеризации осуществляется на основании результатов рассмотрения диспетчерских заявок на вывод объектов диспетчеризации в ремонт (далее - диспетчерская заявка), подаваемых в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, уполномоченный в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления на осуществление оперативно-диспетчерского управления в отношении соответствующего объекта диспетчеризации (далее - уполномоченный диспетчерский центр).

Диспетчерские заявки подаются следующими лицами (далее - заявители):

заявки на вывод в ремонт линии электропередачи, оборудования или устройства, отнесенного к объектам диспетчеризации, - собственником или иным законным владельцем этого объекта диспетчеризации;

заявки об изменении технологического параметра, отнесенного к объектам диспетчеризации, - субъектом электроэнергетики, определяемым в соответствии с правилами оформления, подачи,

рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления, с учетом установленного распределения объектов диспетчеризации по способу управления (ведения).

Диспетчерская заявка рассматривается и согласовывается в соответствии с настоящими Правилами, Правилами оперативно-диспетчерского управления и утверждаемыми на их основе субъектом оперативно-диспетчерского управления правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

4. Вывод из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, и изменение технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации, вследствие вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации (далее - вывод из эксплуатации объектов диспетчеризации) осуществляется на основании результатов рассмотрения заявлений на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации, подаваемых в уполномоченный диспетчерский центр.

Заявление о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации подается собственником объекта диспетчеризации (собственником линии электропередачи, оборудования или устройства объекта электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации, вывод из эксплуатации которых приводит к изменению технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации).

II. Условия и порядок вывода объектов диспетчеризации в ремонт

5. Плановый ремонт объектов диспетчеризации (плановое изменение технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) производится в соответствии со сводными годовым и месячными графиками ремонта объектов диспетчеризации (далее соответственно - сводный годовой график ремонта, сводный месячный график ремонта, сводные годовые и месячные графики ремонта), утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет формирование и утверждение следующих сводных годовых и месячных графиков ремонта:

график ремонта энергетического оборудования электростанций;

график ремонта линий электропередачи и электросетевого оборудования;

график технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики;

график технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления.

Относящиеся к объектам диспетчеризации средства диспетчерского и технологического управления включаются в сводные годовые и месячные графики ремонта в части оборудования и устройств, обеспечивающих функционирование локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, централизованной системы противоаварийной автоматики и режимной автоматики.

6. Сводные годовые и месячные графики ремонта разрабатываются и утверждаются субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании результатов рассмотрения предложений о выводе в ремонт объектов диспетчеризации, поданных в уполномоченные диспетчерские центры заявителями, определяемыми в соответствии с пунктом 3 настоящих Правил.

Предложения о выводе в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, должны содержать информацию о диспетчерском наименовании выводимого в ремонт объекта диспетчеризации, виде ремонта (технического обслуживания), объемах основных планируемых работ, сроках проведения ремонтов с дискретностью один час и сведения о результатах оценки технического состояния основного технологического оборудования, выводимого в ремонт.

В случае если в рамках проведения ремонта планируется осуществить демонтаж оборудования, устройств с заменой их на другие оборудование, устройства, указанные предложения также должны содержать информацию об этом с указанием перечня планируемых к демонтажу и установке оборудования, устройств и сведений об их технических параметрах (при наличии).

Предложения об изменении технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, должны содержать информацию о наименовании изменяемого технологического параметра и величине его предполагаемого изменения, наименовании линии электропередачи, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, вывод в ремонт которых приводит к изменению технологического

параметра, а также о сроках изменения технологического параметра с дискретностью один час.

При подготовке и подаче предложений о выводе в ремонт определение перечня линий электропередачи, оборудования и устройств, в отношении которых подаются предложения, видов, объемов и периодичности работ по ремонту и техническому обслуживанию должно осуществляться заявителями в соответствии с требованиями к периодичности проведения, срокам, видам и объемам работ по ремонту и техническому обслуживанию, установленными правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики и правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе (далее - уполномоченный федеральный орган исполнительной власти).

При этом при подготовке и подаче предложений о выводе в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств заявителю следует учитывать, что проведение ремонта и реконструкции линий электропередачи, оборудования и устройств, находящихся в критическом и неудовлетворительном состоянии, является приоритетным по отношению к линиям электропередачи, оборудованию и устройствам в ином техническом состоянии. Вид технического состояния линий электропередачи, оборудования и устройств определяется в соответствии с методикой комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401 "О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей".

Независимо от применяемого вида организации ремонта при подготовке предложений о выводе в ремонт для включения в график

ремонта энергетического оборудования электростанций заявителями должны соблюдаться требования пункта 9 настоящих Правил.

При подготовке и подаче предложений о выводе в ремонт для включения в график ремонта линий электропередачи и электросетевого оборудования должно быть обеспечено возможное совмещение ремонта линий электропередачи и ремонта электросетевого оборудования, отключаемого для проведения ремонтных работ.

Сроки проведения ремонта линий электропередачи и соответствующего (функционально связанного с ними) электросетевого оборудования на объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, должны быть предварительно согласованы всеми владельцами таких линий электропередачи и объектов электроэнергетики. Указанное предварительное согласование сроков проведения ремонта осуществляется до подачи в диспетчерский центр предложений о выводе в ремонт для включения в сводные годовые и месячные графики ремонта.

При подготовке и подаче предложений о выводе в ремонт для включения в графики технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, графики технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления заявителями должны соблюдаться требования пункта 12 настоящих Правил.

Сроки проведения технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, функционально связанных с соответствующими устройствами на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, должны быть предварительно согласованы владельцами устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления со всеми владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики. Такое предварительное согласование осуществляется до подачи в диспетчерский центр предложений о выводе в ремонт для включения в сводные годовые и месячные графики технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

7. Предложения о выводе в ремонт для включения в сводные годовые и месячные графики ремонта направляются заявителями в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, эксплуатация и техническая поддержка которого осуществляется субъектом оперативно-

диспетчерского управления, а при отсутствии у заявителя технической возможности его использования - в письменном виде с соблюдением требований к форме предложений, установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

8. Сводный годовой график ремонта формируется и утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании результатов рассмотрения предложений о выводе в ремонт объектов диспетчеризации, поданных с соблюдением требований пунктов 6 и 7 настоящих Правил, не позднее 30 июля года, предшествующего планируемому году.

Предложения, поданные после 30 июля, но не позднее 1 сентября года, предшествующего планируемому году, рассматриваются субъектом оперативно-диспетчерского управления после рассмотрения предложений, поданных в установленный срок.

Предложения, поданные после 1 сентября, к рассмотрению не принимаются.

9. При формировании сводного годового графика ремонта энергетического оборудования электростанций с учетом режимно-балансовых условий периода проведения ремонта должны быть обеспечены:

а) планирование ремонта с учетом особенностей различных периодов года (период экстремально высоких температур наружного воздуха, осенне-зимний период, период паводка);

б) минимизация суммарного годового ремонтного снижения мощности, обусловленного ремонтом вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений, в том числе минимизация времени нахождения оборудования в вынужденном простое, путем совмещения проведения указанного ремонта по времени с ремонтом соответствующего основного оборудования;

в) совмещение ремонта котельного оборудования, работающего на главный паропровод очереди электростанции, с ремонтом единиц генерирующего оборудования той же очереди для тепловых электростанций с поперечными связями по пару;

г) совмещение краткосрочного ремонта и технического обслуживания основного энергетического и вспомогательного оборудования с выходными и праздничными днями.

10. Формирование сводного годового графика ремонта энергетического оборудования электростанций осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонта (в порядке убывания):

вывод в ремонт оборудования атомных электростанций, обусловленный требованиями к обеспечению безопасной эксплуатации атомных электростанций, а также необходимостью проведения перегрузки топлива в соответствии с параметрами топливного цикла;

проведение капитального и среднего ремонта и реконструкции.

При этом при формировании сводного годового графика ремонта генерирующего оборудования учитывается приоритетность выполнения ремонта и реконструкции генерирующего оборудования, определенная заявителем в соответствии с пунктом 6 настоящих Правил.

11. Формирование сводного годового графика ремонта линий электропередачи и электросетевого оборудования осуществляется с учетом сводного годового графика ремонта энергетического оборудования электростанций и следующей приоритетности выполнения ремонта (в порядке убывания):

ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

проведение капитального ремонта.

При этом при формировании сводного годового графика ремонта линий электропередачи и оборудования объектов электросетевого хозяйства учитывается приоритетность выполнения ремонта и реконструкции линий электропередачи и оборудования объектов электросетевого хозяйства, определенная заявителем в соответствии с пунктом 6 настоящих Правил.

Проведение ремонта линий электропередачи и электросетевого оборудования более высокого класса напряжения является приоритетным по отношению к ремонту линий электропередачи и электросетевого оборудования более низкого класса напряжения.

12. Формирование сводных годовых графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления осуществляется в увязке со сроками ремонта линий электропередачи и оборудования электростанций и подстанций. При формировании указанных графиков должно быть обеспечено максимальное совмещение проведения работ по

техническому обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики с ремонтом линий электропередачи и оборудования, на которых установлены эти устройства.

При формировании графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления не допускается совмещение вывода для технического обслуживания нескольких устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, если при этом происходит снижение быстродействия релейной защиты, нарушение селективности релейной защиты в объеме большем, чем при выводе одного устройства, происходит нарушение взаимного резервирования устройств, потеря информации, необходимой для функционирования устройств противоаварийной автоматики.

При формировании графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, которые аппаратно или функционально связаны между собой (в том числе высокочастотных защит линий электропередачи, дифференциальных защит линий электропередачи, приемников и передатчиков высокочастотных каналов по линиям электропередачи и цифровых каналов по волоконно-оптическим линиям связи, устройств однофазного автоматического повторного включения линий электропередачи, устройств противоаварийной автоматики) или с другими устройствами систем технологического управления, необходимо предусматривать совмещение сроков выполнения технического обслуживания этих устройств.

13. Субъект оперативно-диспетчерского управления утверждает сводный годовой график ремонта не позднее 30 сентября года, предшествующего планируемому.

Субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя, представившего соответствующее предложение, о включении (об отказе во включении) объекта диспетчеризации в сводный годовой график ремонта в течение 15 дней со дня утверждения сводного годового графика ремонта.

14. В случае если при утверждении сводного годового графика ремонта сроки вывода в ремонт объектов диспетчеризации были изменены субъектом оперативно-диспетчерского управления по сравнению со сроками, содержащимися в предложениях заявителей, такие заявители вправе обратиться к субъекту оперативно-диспетчерского управления

за разъяснением причин, а субъект оперативно-диспетчерского управления обязан представить письменное мотивированное разъяснение с указанием причин технологического характера, послуживших основанием для принятия такого решения, в течение 20 дней со дня получения соответствующего запроса.

15. Сводные месячные графики ремонта формируются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом сводных годовых графиков ремонта.

При формировании сводных месячных графиков ремонта сроки вывода в ремонт и состав объектов диспетчеризации, выводимых в ремонт, определяются с учетом предложений, поданных заявителями в уполномоченный диспетчерский центр с соблюдением требований пунктов 6 и 7 настоящих Правил.

Указанные предложения должны содержать информацию, предусмотренную пунктом 6 настоящих Правил, а также информацию о предварительных сроках аварийной готовности линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации (сроках включения в работу линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, вывод в ремонт которых приводит к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации).

В случаях, предусмотренных Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (далее - Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии), предложение о выводе в ремонт объекта диспетчеризации для включения в сводный месячный график ремонта подается в уполномоченный диспетчерский центр с приложением подписанного заявителем документа, подтверждающего уведомление потребителей электрической энергии о сроках проведения ремонтных работ и сроках ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) для обеспечения их проведения. При непредставлении в диспетчерский центр указанного документа в срок, установленный для подачи предложений, включение объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта не осуществляется.

К рассмотрению принимаются предложения, поданные в уполномоченный диспетчерский центр до 1-го числа месяца, предшествующего планируемому месяцу. Предложения о выводе в ремонт объекта диспетчеризации для включения в сводный месячный график ремонта, поданные после 1-го числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, к рассмотрению не принимаются.

16. Предложения о выводе в ремонт объекта диспетчеризации для включения в сводные месячные графики ремонта подаются в отношении:

а) объектов диспетчеризации, включенных в сводный годовой график ремонта, в целях подтверждения сроков вывода в ремонт, предусмотренных сводным годовым графиком ремонта, или их корректировки. При неполучении от собственника или иного законного владельца объекта диспетчеризации, включенного в сводный годовой график ремонта (соответствующего субъекта электроэнергетики, предложение об изменении технологического параметра которого учтено при формировании сводного годового графика ремонта), предложения о выводе в ремонт указанного объекта диспетчеризации для включения в сводный месячный график ремонта включение такого объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта не осуществляется;

б) объектов диспетчеризации, изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния которых необходимо для проведения испытаний, пробных пусков или комплексного опробования строящихся (реконструируемых) объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок, осуществления технологического присоединения таких объектов (установок) к электрическим сетям или ввода их в работу;

в) объектов диспетчеризации, планируемых к выводу в консервацию.

17. Формирование сводных месячных графиков ремонта осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с соблюдением требований к приоритетности выполнения ремонта и совмещению проведения работ, предусмотренных пунктами 10 - 12 настоящих Правил.

При формировании сводного месячного графика ремонта приоритет должен отдаваться работам и объектам, предусмотренным сводным годовым графиком ремонта.

18. Ремонт энергетического оборудования, отключение которого оформлено аварийными или неотложными диспетчерскими заявками, поданными в соответствии с подпунктами "а" и "б" пункта 24 настоящих

Правил, включается в сводный месячный график ремонта энергетического оборудования на основании предложения заявителя, поданного в диспетчерский центр до 1-го числа месяца, предшествующего планируемому месяцу, и полученного от заявителя в тот же срок письменного уведомления о намерении выполнить в заявленные сроки ремонтные работы, предусмотренные на данном энергетическом оборудовании, утвержденные сводным годовым графиком ремонта, с указанием скорректированных относительно сводного годового графика ремонта сроков ремонта данного энергетического оборудования с учетом полного или частичного выполнения в предстоящем месяце ремонтных работ, запланированных в сводном годовом графике ремонта.

Суммарная в течение календарного года продолжительность ремонта энергетического оборудования, указанного в абзаце первом настоящего пункта, включенного в утвержденные сводные месячные графики ремонта, не должна превышать суммарную продолжительность ремонта данного оборудования, указанную в утвержденном сводном годовом графике ремонта. При невыполнении указанного условия ремонт энергетического оборудования в соответствующий сводный месячный график ремонта не включается.

При формировании сводного месячного графика ремонта субъект оперативно-диспетчерского управления учитывает известную ему информацию о фактически выполняемом ремонте энергетического оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации, не включенном в сводные месячные графики ремонта, с формированием перечня такого оборудования в виде отдельного документа, прилагаемого к утвержденному сводному месячному графику ремонта. Формирование указанного перечня осуществляется в соответствии с порядком разработки сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации, утвержденным субъектом оперативно-диспетчерского управления.

19. Сводный месячный график ремонта утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления не позднее 24-го числа месяца, предшествующего планируемому месяцу.

В утвержденный сводный месячный график ремонта изменения не вносятся.

20. Субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя, представившего соответствующее предложение, о включении (об отказе во включении) объекта диспетчеризации в сводный месячный

график ремонта, а также об удовлетворении предложений о корректировке сроков вывода в ремонт и состава выводимых в ремонт объектов диспетчеризации по сравнению со сроками и составом, предусмотренными сводным годовым графиком ремонта, в течение 6 дней с даты утверждения сводного месячного графика ремонта.

21. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления.

22. На основании утвержденных субъектом оперативно-диспетчерского управления сводных годового и месячных графиков ремонта собственники или иные законные владельцы соответствующих объектов диспетчеризации формируют и утверждают годовые и месячные графики ремонта линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления на принадлежащих им объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках.

Сроки и объемы (виды) ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации (сроки вывода в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, приводящих к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации), указываемые в таких графиках, определяются в соответствии со сводными годовым и месячными графиками ремонта, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления.

23. Вывод в ремонт объекта диспетчеризации, в том числе включенного в сводный годовой или месячный график ремонта, осуществляется на основании диспетчерской заявки, поданной и согласованной в порядке, установленном настоящими Правилами и правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления на их основе (далее - правила оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок).

Диспетчерские заявки направляются заявителем в уполномоченный диспетчерский центр с соблюдением требований, установленных Правилами оперативно-диспетчерского управления и правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

Диспетчерская заявка подается в срок, предусмотренный правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских

заявок, но не менее чем за 4 рабочих дня (в случае необходимости согласования диспетчерской заявки с организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления зарубежной электроэнергетической системой, - не менее чем за 6 рабочих дней) до планируемой даты начала ремонта.

В случаях, указанных в подпунктах "а" и "б" пункта 24 настоящих Правил, диспетчерская заявка может быть подана по телефону в любое время суток непосредственно диспетчеру уполномоченного диспетчерского центра уполномоченным дежурным работником заявителя. Диспетчерская заявка, поданная по телефону, подтверждается в последующем в порядке, установленном правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

24. Плановая диспетчерская заявка на вывод в ремонт линии электропередачи, оборудования или устройства, отнесенного к объектам диспетчеризации, подается в соответствии с утвержденным сводным месячным графиком ремонта в установленные им сроки. Для вывода в ремонт объекта диспетчеризации, не предусмотренного сводным месячным графиком ремонта, подается:

а) аварийная диспетчерская заявка - в случае автоматического отключения линии электропередачи, оборудования в результате действия устройства релейной защиты и автоматики или отключения линии электропередачи, оборудования дежурным работником при наличии угрозы жизни людей или повреждения соответствующих линий электропередачи, оборудования, а также в случаях отключения устройств релейной защиты и автоматики дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств;

б) неотложная диспетчерская заявка - в случае необходимости срочного отключения линии электропередачи и оборудования для выполнения работ по предотвращению повреждения линии электропередачи, оборудования и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации;

в) внеплановая диспетчерская заявка - в иных случаях при возникновении в процессе эксплуатации линии электропередачи, оборудования и устройств причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования сводного месячного графика ремонта.

25. По результатам рассмотрения плановой, внеплановой или неотложной диспетчерской заявки субъект оперативно-диспетчерского

управления принимает решение о согласовании вывода такого объекта в ремонт или отказывает в согласовании вывода объекта диспетчеризации в ремонт по основаниям, предусмотренным настоящими Правилами.

Аварийная диспетчерская заявка на вывод объекта диспетчеризации в ремонт принимается субъектом оперативно-диспетчерского управления к сведению.

26. Решение о согласовании (об отказе в согласовании) диспетчерской заявки принимается на основании проводимых субъектом оперативно-диспетчерского управления расчетов и (или) анализа прогнозного электроэнергетического режима Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) с учетом:

эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации;

приоритетности реализации плановых ремонтов перед внеплановыми;

необходимости минимизации включения (отключения) и длительной работы генерирующего оборудования в неэкономичных режимах.

27. В случае принятия решения о согласовании диспетчерской заявки в решении указываются согласованные сроки проведения работ, дополнения и режимные указания, которые были внесены при рассмотрении диспетчерской заявки, должность, фамилия и инициалы уполномоченного должностного лица, принявшего решение.

Решение об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых вывод в ремонт объекта диспетчеризации может быть согласован. Субъект оперативно-диспетчерского управления информирует заявителя об устранении обстоятельств, препятствующих согласованию диспетчерской заявки.

28. Решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки, направляется заявителю уполномоченным диспетчерским центром посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при отсутствии у заявителя технической возможности его использования - по факсимильной или электронной связи. В случаях, указанных в подпунктах "а" и "б" пункта 24 настоящих Правил, решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки, может быть передано уполномоченному дежурному работнику заявителя по телефону с обязательным подтверждением в последующем в порядке, установленном правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

Решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки, направляется заявителю не позднее 12 часов рабочего дня, предшествующего дню вывода в ремонт. Порядок доведения до заявителей решений субъекта оперативно-диспетчерского управления о результатах рассмотрения диспетчерских заявок с учетом местных особенностей, а также порядок исчисления времени, применимого для передачи указанных решений заявителям, находящимся в различных часовых зонах, определяются правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

Решение, принятое по результатам рассмотрения неотложной диспетчерской заявки, доводится уполномоченным диспетчерским центром до сведения уполномоченного дежурного работника заявителя непосредственно после его принятия.

29. Технологические операции по выводу в ремонт объекта диспетчеризации могут производиться только после получения от уполномоченного диспетчерского центра диспетчерской команды (разрешения), которая выдается диспетчером диспетчерского центра уполномоченному дежурному работнику заявителя непосредственно перед выводом соответствующего объекта диспетчеризации в ремонт.

Диспетчерская команда (разрешение) на проведение технологических операций по выводу в ремонт объектов диспетчеризации не выдается в случаях, предусмотренных пунктом 31 настоящих Правил.

30. При возникновении обстоятельств, указанных в подпункте "а" пункта 24 настоящих Правил, дежурный работник обязан незамедлительно уведомить диспетчера уполномоченного диспетчерского центра о факте и причинах отключения объекта диспетчеризации (изменения технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации), а также о произведенных действиях по отключению соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств с последующим направлением заявителем в соответствующий диспетчерский центр аварийной диспетчерской заявки в срок, не превышающий 12 часов с момента отключения объекта диспетчеризации (изменения технологических параметров).

31. Диспетчерская заявка не подлежит согласованию, если субъектом оперативно-диспетчерского управления будет установлено, что вывод в ремонт этого объекта диспетчеризации может привести к наступлению следующих последствий:

а) выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений;

б) нарушение устойчивости режима работы Единой энергетической системы России (ее части) или технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы;

в) угроза жизни людей или повреждение линий электропередачи, оборудования;

г) возникновение недостатка электрической энергии (электрической мощности) в Единой энергетической системе России (ее части) или технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе, определяемого как превышение спроса на электрическую энергию (электрическую мощность) и резервов, необходимых для надежного обеспечения нормального режима указанных энергосистем, над предложением электрической энергии (электрической мощности) за определенный временной период с учетом перетоков электрической энергии (электрической мощности) из внешних энергосистем.

32. В случаях, предусмотренных Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, диспетчерская заявка не подлежит согласованию при непредставлении собственником или иным законным владельцем объекта диспетчеризации в диспетчерский центр документа, подтверждающего уведомление потребителей электрической энергии о сроках проведения ремонтных работ и сроках ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) для обеспечения их проведения.

33. Предусмотренные пунктом 31 настоящих Правил основания для отказа в согласовании диспетчерских заявок на вывод объекта диспетчеризации в ремонт применяются также к случаям отказа субъекта оперативно-диспетчерского управления в согласовании предложений заявителей о включении объектов диспетчеризации в сводные годовые и месячные графики ремонта.

34. При отказе в согласовании диспетчерской заявки субъект оперативно-диспетчерского управления вправе потребовать от заявителя приостановить вывод в ремонт объекта диспетчеризации на срок не более 6 месяцев. По истечении указанного срока или после устранения обстоятельств, послуживших основанием для отказа в согласовании диспетчерской заявки, заявитель вправе повторно обратиться в уполномоченный диспетчерский центр с диспетчерской заявкой в установленном настоящими Правилами порядке.

35. Заявитель, которому было отказано в согласовании диспетчерской заявки, вправе повторно обратиться с диспетчерской заявкой в уполномоченный диспетчерский центр.

Диспетчерская заявка, поданная заявителем при повторном обращении, подлежит согласованию в случае устранения обстоятельств, послуживших основанием для отказа в согласовании ранее поданной диспетчерской заявки, и отсутствия иных обстоятельств, предусмотренных настоящими Правилами в качестве оснований для отказа в согласовании диспетчерской заявки.

Повторное рассмотрение и согласование диспетчерских заявок осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

36. Заявитель обязан ввести в работу объект диспетчеризации (ввести в работу линии электропередачи, оборудование и устройства, не являющиеся объектами диспетчеризации, вывод в ремонт которых привел к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) не позднее сроков окончания ремонта, указанных в диспетчерской заявке, либо досрочно по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления.

В случае возникновения необходимости в продлении установленного срока ремонта заявитель должен не менее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта обратиться с диспетчерской заявкой в уполномоченный диспетчерский центр с указанием причины продления срока ремонта и нового срока окончания ремонта. Порядок рассмотрения и согласования продления установленных сроков ремонта определяется правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

37. По запросу субъекта оперативно-диспетчерского управления заявители представляют в уполномоченный диспетчерский центр необходимую для планирования ремонта информацию о выполнении ремонта за прошедший месяц с указанием в том числе причины изменения сроков ремонта или невыполнения ремонта.

III. Условия и порядок вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации

38. Заявление о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации подается в уполномоченный диспетчерский центр не позднее чем за 6 месяцев до планируемой заявителем даты вывода объекта

из эксплуатации. Датой подачи заявления считается дата его получения уполномоченным диспетчерским центром.

В случае подачи заявления о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации с нарушением срока, предусмотренного настоящим пунктом, оно не подлежит рассмотрению субъектом оперативно-диспетчерского управления. Об оставлении заявления без рассмотрения субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя в течение 7 дней со дня получения заявления.

39. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и более, трансформаторного (автотрансформаторного) оборудования высшим классом номинального напряжения 220 кВ и более и средств компенсации реактивной мощности напряжением 220 кВ и более, отнесенных к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления и уполномоченным органом.

40. Вывод из эксплуатации отнесенных к объектам диспетчеризации линий электропередачи, оборудования и устройств, не указанных в пункте 39 настоящих Правил, а также изменение объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики на 5 МВт и более, изменение располагаемой мощности генерирующего оборудования (электростанции) на 5 МВт и более или изменение иных технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, вследствие вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляются по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

В случае если по результатам рассмотрения заявления о выводе из эксплуатации указанных объектов диспетчеризации субъектом оперативно-диспетчерского управления принято решение об отказе в согласовании вывода из эксплуатации, вывод из эксплуатации этих объектов диспетчеризации подлежит согласованию с уполномоченным органом, принимающим окончательное решение по вопросу вывода их из эксплуатации в соответствии с пунктом 45 настоящих Правил.

41. Уполномоченным органом, осуществляющим согласование вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации, является:

Министерство энергетики Российской Федерации - в отношении объектов, вывод из эксплуатации которых подлежит в соответствии

с настоящими Правилами согласованию с уполномоченным органом, за исключением объектов атомных станций;

Государственная корпорация по атомной энергии "Росатом" - в отношении объектов атомных станций.

42. В случае если в соответствии с настоящими Правилами вывод из эксплуатации объекта диспетчеризации подлежит согласованию с уполномоченным органом, субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 30 дней со дня получения заявления о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации рассматривает его и по результатам рассмотрения направляет в уполномоченный орган заключение о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации либо о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации. О результатах рассмотрения заявления и принятом заключении субъект оперативно-диспетчерского управления в тот же срок уведомляет заявителя.

В случае если в соответствии настоящими Правилами вывод из эксплуатации объекта диспетчеризации подлежит согласованию только с субъектом оперативно-диспетчерского управления, такой субъект в течение 30 дней со дня получения заявления о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации рассматривает его и по результатам рассмотрения направляет заключение о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации непосредственно заявителю, а в случае выдачи заключения о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации направляет такое заключение заявителю и в уполномоченный орган.

43. Заключение о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации выдается в случаях, предусмотренных пунктом 31 настоящих Правил, а также если субъектом оперативно-диспетчерского управления будет установлено, что вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации может привести к нарушению селективности и (или) необеспечению требуемой чувствительности действия устройств релейной защиты.

44. В заключении о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации указываются причины отказа и срок, на который необходимо приостановить вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации и в течение которого объект диспетчеризации (линия электропередачи, оборудование или устройство, не являющиеся объектом диспетчеризации, вывод из эксплуатации которых приводит к изменению

технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) должен поддерживаться в рабочем состоянии.

Указанный срок составляет не более 2 лет с даты, указанной заявителем в заявлении о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации в качестве даты планируемого вывода данного объекта из эксплуатации.

45. В случае если субъектом оперативно-диспетчерского управления представлено заключение о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации, уполномоченный орган вправе потребовать от заявителя приостановить вывод соответствующих объектов электроэнергетики, линий электропередачи, оборудования, устройств из эксплуатации на срок не более 2 лет с даты, указанной заявителем в заявлении о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации в качестве даты планируемого вывода данного объекта из эксплуатации, или направить в Правительство Российской Федерации предложение о реализации права потребовать от заявителя выставить такие объекты, линии электропередачи, оборудование, устройства на тендерную продажу и при отсутствии иных лиц, заинтересованных в их приобретении, осуществить их выкуп в целях сохранения системы жизнеобеспечения населения, проживающего на соответствующей территории.

В случае если уполномоченный орган потребовал от заявителя приостановить вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации, мощность указанного объекта оплачивается в установленном Правительством Российской Федерации порядке в течение срока, на который приостановлен вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации. При этом если мощность этого объекта диспетчеризации в течение указанного срока не оплачивается по результатам конкурентного отбора мощности, электрическая энергия и мощность такого объекта оплачиваются в порядке, установленном для генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.

46. Уполномоченный орган в течение 30 дней с даты получения заключения субъекта оперативно-диспетчерского управления о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации или о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации рассматривает его и в течение 7 дней с даты принятия соответствующего решения направляет его заявителю и в уполномоченный диспетчерский центр.

47. Заявитель на основании полученных в соответствии с настоящими Правилами согласований и решений (для генерирующего объекта, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, включая входящее в его состав оборудование, - также решения о согласовании вывода из эксплуатации источника тепловой энергии, полученного в установленном порядке от органов местного самоуправления поселений или городских округов, на территории которых теплоснабжение потребителей тепловой энергией осуществляется с использованием тепловой энергии, производимой на указанном источнике) составляет и утверждает акт вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации с указанием в нем предполагаемой даты вывода из эксплуатации, соответствующей согласованному сроку. Акт вывода из эксплуатации направляется заявителем субъекту оперативно-диспетчерского управления и в уполномоченный орган.

48. Изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации в целях вывода его из эксплуатации осуществляется на основании диспетчерской заявки, поданной заявителем в уполномоченный диспетчерский центр после получения предусмотренных настоящими Правилами согласований и согласованной диспетчерским центром в установленном им порядке.

Объект диспетчеризации считается выведенным из эксплуатации с даты открытия диспетчерской заявки, определяемой в соответствии с правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

49. Технологические операции по выводу объекта диспетчеризации из эксплуатации осуществляются только после получения от уполномоченного диспетчерского центра диспетчерской команды (разрешения), которая выдается диспетчером диспетчерского центра уполномоченному дежурному работнику заявителя непосредственно перед выводом соответствующего объекта диспетчеризации из эксплуатации.".

4. В пункте 14 Правил создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 86 "О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 743):

а) подпункт "а" изложить в следующей редакции:

"а) согласование решения субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике об увеличении суммарной величины

аварийных ограничений на территории соответствующего субъекта Российской Федерации по сравнению с величинами, предусмотренными Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", с целью включения ее в задание соответствующего диспетчерского центра на разработку графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);";

б) дополнить подпунктом "$а^1$" следующего содержания:

"$а^1$) согласование решений субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевых организаций о необходимости внесения изменений в утвержденные графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в случае и порядке, которые установлены Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии";";

в) подпункт "е" дополнить словами ", в случаях, предусмотренных Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике".

5. В Правилах разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073):

а) пункт 5 дополнить подпунктом "ж" следующего содержания:

"ж) соблюдение требований к планированию развития электроэнергетической системы, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического

функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", и положений методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики (далее - уполномоченный орган в сфере электроэнергетики).";

б) в абзаце первом пункта 7 слова "федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики (далее - уполномоченный орган в сфере электроэнергетики)" заменить словами "уполномоченным органом в сфере электроэнергетики".

6. В постановлении Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008; 2013, № 1, ст. 45, 68; 2015, № 5, ст. 827; 2017, № 23, ст. 3323; № 47, ст. 6987):

а) в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных указанным постановлением:

в абзаце седьмом пункта 43 слова "о техническом регулировании" исключить;

пункт 133 дополнить абзацем следующего содержания:

"Производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках, осуществляющие свою деятельность с использованием функционирующих в составе Единой энергетической системы России электростанций установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более, наряду с указанной информацией предоставляют в диспетчерские центры системного оператора в отношении каждой такой электростанции плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования и информацию об актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, включая максимальные и минимальные допустимые значения активной мощности генерирующего оборудования (технический

максимум и минимум, технологический минимум), не позднее 48 часов до начала определяемого в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности", периода, в отношении которого системным оператором осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования на указанный период.";

пункт 134 дополнить абзацем следующего содержания:

"Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется системным оператором в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", и Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 "Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике".";

б) в Правилах полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных указанным постановлением:

абзац четвертый подпункта "б" пункта 2 после слов "устройств релейной защиты," дополнить словом "сетевой,";

в пункте 30 слова "и о сроках" заменить словами ", о сроках и объемах";

дополнить пунктом 32^1 следующего содержания:

"32^1. В случае если проведение ремонтных работ на объекте по производству электрической энергии невозможно без ограничения режима потребления, собственник или иной законный владелец такого объекта в порядке, установленном договорами купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) либо положениями о технологическом взаимодействии, уведомляет потребителей напрямую либо, если это предусмотрено указанными договорами или положениями, через

соответствующую сетевую организацию (иного владельца объектов электросетевого хозяйства), действующего в интересах потребителей гарантирующего поставщика (энергосбытовую, энергоснабжающую организацию) о проведении таких работ, о сроках и объемах ограничения режима потребления в связи с их проведением.

При этом если договором купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) либо положением о технологическом взаимодействии предусмотрено, что такое уведомление потребителю передает сетевая организация (иной владелец объектов электросетевого хозяйства) или гарантирующий поставщик (энергосбытовая, энергоснабжающая организация), указанные лица обязаны при получении от собственника или иного законного владельца объекта по производству электрической энергии указанного уведомления в течение 1 суток передать его потребителю способом, позволяющим определить дату и время передачи.";

в пункте 33:

в абзаце первом:

слова "годовой или" исключить;

после слов "о планируемых сроках проведения ремонтных работ и сроках" дополнить словами "и объемах";

в абзаце втором слова "годовой или" исключить;

абзац третий изложить в следующей редакции:

"Вместе с предложением о включении объекта в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации и диспетчерской заявкой владелец объекта электроэнергетики представляет подписанный им документ, подтверждающий уведомление соответствующих потребителей о планируемых сроках проведения ремонтных работ и сроках и объемах ограничения режима потребления. Сроки проведения ремонтных работ, сроки и объемы ограничения режима потребления, указанные в уведомлении соответствующих потребителей, должны соответствовать срокам проведения ремонтных работ, указанным в предложении о включении объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации или в диспетчерской заявке, и объемам ограничения режима потребления, необходимым для проведения ремонтных работ. При непредставлении такого документа включение объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта не осуществляется, а диспетчерская заявка не подлежит согласованию.";

в абзаце четвертом слова "объекта электросетевого хозяйства" заменить словами "объекта электроэнергетики", слова "при согласовании

диспетчерской заявки" заменить словами "при рассмотрении предложения о включении объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации и согласовании диспетчерской заявки";

абзац первый пункта 34 изложить в следующей редакции:

"34. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийных электроэнергетических режимов по причине возникновения или угрозы возникновения выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений допускается ограничение режима потребления без согласования с потребителем при необходимости принятия неотложных мер (далее - аварийное ограничение). Аварийное ограничение вводится при условии невозможности предотвращения указанных обстоятельств путем использования технологических резервов мощности.";

подпункт "б" пункта 35 после слов "линий электропередачи" дополнить словами "и (или) электросетевого оборудования";

дополнить пунктом 36^1 следующего содержания:

"36^1. Графики аварийного ограничения разрабатываются и применяются в порядке, установленном правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.

Указанные правила содержат:

порядок разработки графиков аварийного ограничения, основания и порядок применения графиков аварийного ограничения, включая порядок взаимодействия между системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе), сетевой организацией, смежными сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, собственниками и иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии, потребителями электрической энергии в процессе разработки, согласования, утверждения, изменения, доведения до потребителей и применения графиков аварийного ограничения;

требования к формам графиков аварийного ограничения и иных документов, используемых в процессе разработки графиков аварийного ограничения;

порядок использования противоаварийной автоматики;

порядок определения величины технологической и (или) аварийной брони, требования к энергопринимающим устройствам, подключенным к электроприемникам технологической и (или) аварийной брони, а также форму акта согласования технологической и (или) аварийной брони.";

пункт 37 после абзаца первого дополнить абзацем следующего содержания:

"Графики аварийного ограничения разрабатываются и утверждаются в соответствии с формами, установленными правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.";

абзац пятый пункта 38 изложить в следующей редакции:

"Суточное потребление электрической энергии энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации определяется как разница между суммарным объемом электрической энергии, выработанной на электростанциях, расположенных на территории данного субъекта Российской Федерации, и сальдо перетоков электрической энергии энергосистемы. Мощность потребления энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации определяется как разница между суммарной величиной генерации мощности на электростанциях, расположенных на территории данного субъекта Российской Федерации, в часы максимальных нагрузок энергосистемы и сальдо перетоков мощности энергосистемы.";

дополнить пунктом 39^1 следующего содержания:

"39^1. В случае существенного изменения режима работы энергопринимающих установок потребителей, включенных в утвержденные графики аварийного ограничения, снижения или увеличения потребления электрической энергии и (или) мощности энергосистемы, в том числе в связи с завершением технологического присоединения к электрическим сетям и вводом в работу новых энергопринимающих устройств потребителей, возникновения (угрозы

возникновения) дефицита электрической энергии и мощности или дефицита пропускной способности в контролируемых сечениях и на отдельных участках электрической сети, обусловленного в том числе длительным аварийным (неотложным) ремонтом объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства, решение о необходимости внесения изменений в утвержденные графики аварийного ограничения принимается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании оценки расчетов электроэнергетического режима и анализа угрозы возникновения дефицита электрической энергии и мощности, дефицита пропускной способности в контролируемых сечениях и на отдельных участках электрической сети.

В случае существенного изменения режима работы энергопринимающих установок потребителей, включенных в утвержденные графики аварийного ограничения, завершения технологического присоединения к электрическим сетям и ввода в работу новых энергопринимающих устройств потребителей решение о необходимости внесения изменений в утвержденные графики аварийного ограничения принимается сетевой организацией с соблюдением установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления требований к объемам, времени и местам ввода аварийных ограничений.

Указанные в абзацах первом и втором настоящего пункта решения подлежат согласованию со штабом по обеспечению безопасности электроснабжения, созданным в соответствующем субъекте Российской Федерации.

Внесение изменений в утвержденные графики аварийного ограничения в предусмотренных настоящим пунктом случаях осуществляется сетевой организацией на основании требований к объемам, времени и местам ввода аварийного ограничения, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в течение не более 14 календарных дней со дня согласования штабом по обеспечению безопасности электроснабжения соответствующего решения. Утверждение указанных изменений осуществляется сетевой организацией после согласования таких изменений с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.";

в пункте 46:

после абзаца третьего дополнить абзацем следующего содержания:

"Сроки выполнения указанных заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления определяются в соответствии с правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.";

абзац четвертый после слов "в часы максимальных" дополнить словами "и минимальных".

7. Постановление Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 "О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562) дополнить пунктом 2^1 следующего содержания:

"2^1. Установить, что нормативные правовые акты, содержащие требования, указанные в пункте 1 настоящего постановления, могут устанавливать:

термины и определения, значения которых для целей реализации указанных требований не определены иными нормативными правовыми актами;

формы и форматы документов в целях обеспечения реализации указанных требований.".

gost.e-ecolog.ru